

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)</b>

УДК 622.276.03(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Коваленко Константин Геннадьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

*Планируемые результаты обучения*

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
Р6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
Р10	Планировать, проводить, анализировать,	Требования ФГОС ВО (ПК-

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	Обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки Нефтегазовое дело  
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗС1	Коваленко Константину Геннадьевичу

Тема работы:

<b>Анализ разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Технологическая схема разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, технологические режимы работы скважин, показатели разработки, и другие фоновые материалы ОАО «Томскгазпром».
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой</i>	1. Общие сведения и геологическое строение месторождения 2. Анализ разработки Казанского месторождения 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

<p>области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>4. Социальная ответственность</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1.Обзорная карта района Казанского месторождения. 2. Геологический разрез. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)</p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Макашева Юлия Сергеевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Задорожная Татьяна Анатольевна</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент отделения нефтегазового дела</p>	<p>Никульчиков Андрей Викторович</p>	<p>к.ф-м.н.</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2БЗС1</p>	<p>Коваленко Константин Геннадьевич</p>		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗС1	Коваленко Константину Геннадьевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Цена на углеводородное сырье, капитальные вложения на освоение месторождения, эксплуатационные затраты на добычу нефти
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Доля переменных затрат
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	НДС (18%), налог на прибыль (20%), налог на добычу нефти, таможенные пошлины, налог на имущество, прямые страховые взносы в ПФ, ФСС.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Использование системы показателей, отражающих эффективность разработки применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Сравниваются 2 варианта разработки месторождения с целью выявления наиболее экономически эффективных.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Чистый доход (ЧД), чистый дисконтированный доход (NPV), индекс доходности инвестиций (PI), срок окупаемости.

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	К.Э.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2БЗС1	Коваленко Константин Геннадьевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗС1	Коваленко Константин Геннадьевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление / специальность</b>	Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

*1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения*

Рабочим местом работ являются кусты скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область) ОАО «Томскгазпром». При добыче нефти и газа могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.

Казанское месторождение находится в южной части Томской области в 325 км от г. Томска.

В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой плоскую и пологоволнистую равнину почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота.

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

**1. Производственная безопасность**

**1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объектах Казанского месторождения (Томская область) ОАО «Томскгазпром»:**

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

**1.2. Анализ выявленных опасных факторов на объектах Казанского месторождения (Томская область) ОАО «Томскгазпром»:**

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 были определены опасные и вредные факторы.

#### 1.1. Вредные факторы:

При выполнении технологических операций по добыче существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда.

К таким факторам можно отнести:

- 1) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;
- 2) Повышенный уровень вибрации и шума от работы оборудования;
- 3) Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

#### 1.2 Опасные факторы:

На кусте скважин при выполнении технологических операций по добыче нефти и газа могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:

- 1) Электрический ток;
- 2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>Возможные ЧС во время проведения работ по добыче нефти и газа: пожары, взрывы.</p> <p>Меры по предупреждению возникновения пожаров и ГНВП.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Специфика организации трудовой деятельности в полевых условиях вахтовым методом работы.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	Кандидат технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Коваленко Константин Геннадьевич		



## РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа содержит 78 с., 15 рисунков, 16 таблиц, 23 источника. Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, коллектор.

Объектом исследования являются продуктивные горизонты Казанского нефтегазоконденсатного месторождения Томской области.

Целью данной выпускной квалификационной работы является изучение геологического строения месторождения, состояния разработки месторождения, степени реализации проектных решений.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка геолого-физической информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ разработки месторождения и состояния фонда скважин, произведено сравнение фактических показателей разработки с проектными.

В отдельной главе представлен сравнительный технико-экономический анализ вариантов разработки месторождения. Произведен анализ чувствительности проекта к различным негативным факторам и сценариям разработки месторождения.

В заключительной главе рассмотрены основные вредные и опасные производственные факторы среды. Предлагаются средства и способы снижения воздействия этих факторов на организм человека. Также представлены методы по снижению загрязнения окружающей среды от техногенного воздействия производственных мощностей.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	13
1.1 Физико-географическая характеристика района	13
1.2 Стратиграфия	15
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	21
1.4 Состав и свойства нефти и растворенного газа	26
1.5 Запасы нефти, газа и конденсата	27
2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ КАЗАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	32
2.1 Анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов	32
2.2 Текущее состояние фонда нефтяных скважин	36
2.3 Анализ отказов скважинного оборудования	38
2.4 Обоснование способа добычи нефти	39
2.4.1 Фонтанный способ добычи	39
2.4.2 Обоснование выбора механизированных способов эксплуатации	43
2.5 Анализ выработки запасов	48
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	50
3.1 Общие сведения об участках недр	50
3.2 Проектно-технологическая документация по разработке месторождений	51
3.3 Обоснование геологоразведочных работ и вариантов разработки месторождения	52
3.4 Сравнительный технико-экономический анализ вариантов разработки	53
3.5 Финансовый анализ чувствительности и рисков рекомендованного варианта разработки	56
3.6 Анализ рисков проекта методом Монте Карло	59
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
4.1 Производственная безопасность	63
4.1.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды	63
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	67
4.2 Экологическая безопасность	70
4.3 Безопасность в ЧС	73
4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	74
4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	75
Заключение	76
Список литературы	77

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ППД – поддержание пластового давления  
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение  
ПНГ – попутный нефтяной газ  
УКПГ – установка комплексной подготовки газа  
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства  
ГКЗ – государственная комиссия по запасам  
ГИС - геофизические исследования скважин  
ВНК – водонефтяной контакт  
КИН – коэффициент извлечения нефти  
КИН – коэффициент извлечения конденсата  
ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация  
КИК - коэффициент извлечения конденсата  
НИЗ - начальные извлекаемые запасы  
ЦКЗ – центральная комиссия по запасам  
ОАО – открытое акционерное общество  
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса  
ГРП – гидравлический разрыв пласта  
ГОСТ – государственный стандарт  
НМ – нефтяное месторождение  
ГРР – геологоразведочные работы  
NPV – чистая приведенная стоимость  
PI - индекс рентабельности инвестиций  
IRR - внутренняя норма доходности  
ПДК – предельно допустимая концентрация

## **ВВЕДЕНИЕ**

В данной работе проанализированы результаты разработки Казанского месторождения, учтено изменение геологического строения залежи по результатам доразведки и разработки месторождения. Так же отражено изменение структуры добывающего и нагнетательного фонда скважин, приведены запасы нефти и газа, интегральный показатель эффективности выработки запасов – коэффициент извлечения нефти – проанализирован по пластам, объектам. Так же в отчете приведены сведения о выполненных лабораторных исследованиях керна и пластовых флюидов, динамика обводненности продукции и среднесуточных дебитов по жидкости и нефти, выявлены основные причины расхождения проектных и фактических уровней добычи нефти.

По исследуемому месторождению проанализировано состояние пластового давления по залежи, участкам объектов разработки, эффективности систем ППД и обеспечению проектного режима работы эксплуатационного объекта.

По результатам анализа текущего состояния объекта разработки сформулированы выводы по эффективности применяемых систем разработки месторождения, намечены мероприятия, направленные на улучшение работы добывающего фонда скважин.

# **1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

## **1.1 Физико-географическая характеристика района**

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений нефти и газа (рисунок 1.1). Административно месторождение находится в Парабельском районе. Участок работ относится к Казанскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, которая выделяется на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности.

Казанское НГКМ введено в опытно-промышленную эксплуатацию в мае 2009 г., в промышленную – в декабре 2012 г[1].

На территории Казанского НГКМ построена промплощадка, где находятся все основные объекты по обеспечению жизнедеятельности Актива и промысловой подготовки и транспорта продукции скважин. Потребности Болтного нефтяного месторождения, как месторождения-спутника Казанского НГКМ, обеспечиваются инфраструктурой Казанского НГКМ. Объекты промплощадки обеспечивают промысловую подготовку и транспорт нефти до приемо-сдаточного пункта Лугинецкого НГКМ, подготовку и транспорт ПНГ до УКПГ МНГКМ, закачку подтоварной и сеноманской воды в систему ППД Казанского НГКМ.

Источником электроснабжения месторождения является существующий энергокомплекс установленной мощностью 14,5 МВт и напряжением 6 кВ в составе 5 газотурбинных электростанций ПАЭС-2500 (4 в работе, 1 в резерве/ремонте, установленная мощность каждой установки составляет 2.5 МВт) и двух аварийных дизельных электростанций мощностью 1 МВт, 6 кВ, а также аварийной ДЭС мощностью 0.52 МВт и напряжением 0,4 кВ.

Ближайшим к месторождению крупным населённым пунктом является село Пудино, расположенное в 35 км севернее Казанского НГКМ на реке

Чузик. В 5 км к востоку от Пудино находится город Кедровый.



Рисунок 1.1 - Обзорная схема Казанского НГКМ

Расстояние от Казанского НГКМ до г. Томска составляет около 325 км. Болтное НМ находится на расстоянии около 18 км на юго-восток от Казанского НГКМ.

Район Казанского НГКМ представляет собой плоскую и полого-холмистую равнину, почти полностью покрытую лесом, часть площади занимают болота. Территория Болтного нефтяного месторождения находится в пределах водного объекта – верхового болота, формирующего поверхностный сток.

Дорожная сеть в районе работ отсутствует. Оборудование и материалы на месторождение доставляются наземным транспортом по «зимникам». Транспорт грузов из г. Томска может осуществляться до районного центра г. Бакчар по дороге с асфальтовым покрытием, далее до п. Кенга по грунтовой дороге. Перевозка грузов авиационным транспортом может осуществляться круглый год.

## **1.2 Стратиграфия**

Осадочные отложения Казанского месторождения представлены мощной толщей песчано-глинистых терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, которые со стратиграфическим несогласием залегают на метаморфизованных породах палеозойского фундамента. Разрез осадочного платформенного чехла в пределах Казанского лицензионного участка представлен на рисунке 1.2[1].

### **Палеозойский фундамент (Pz).**

Кровля отложений палеозойского возраста залегает в интервале глубин 2677 м. (скв. № 1) – 2842 м. (скв. № 8). Верхняя часть фундамента, разрушенная и сильно измененная, выделена в кору выветривания. Кора выветривания вскрыта в скв. № 2 на глубине 2830 м. и представлена интенсивно выветрелыми, метаморфизованными обломочными породами. Цемент коры выветривания в основном глинистого состава. Остальной разрез фундамента (снизу вверх) представлен плагиоклазовыми порфиритами, известняками, метаморфизованными аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Вскрытая мощность фундамента составляет первые десятки метров.

### **Тюменская свита (J<sub>1</sub>-J<sub>2</sub>).**

На палеозойских отложениях несогласно залегают континентальные породы тюменской свиты, представленные чередованием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей. Аргиллиты темно-серые, буроватые, с зеркалами скольжения. Алевролиты занимают подчиненное положение. Обычно они темно-серые, плотные, слюдистые, крепкоцементированные с прослоями черного углистого аргиллита и линзами светло-серого мелкозернистого песчаника, участками доломитизированного.

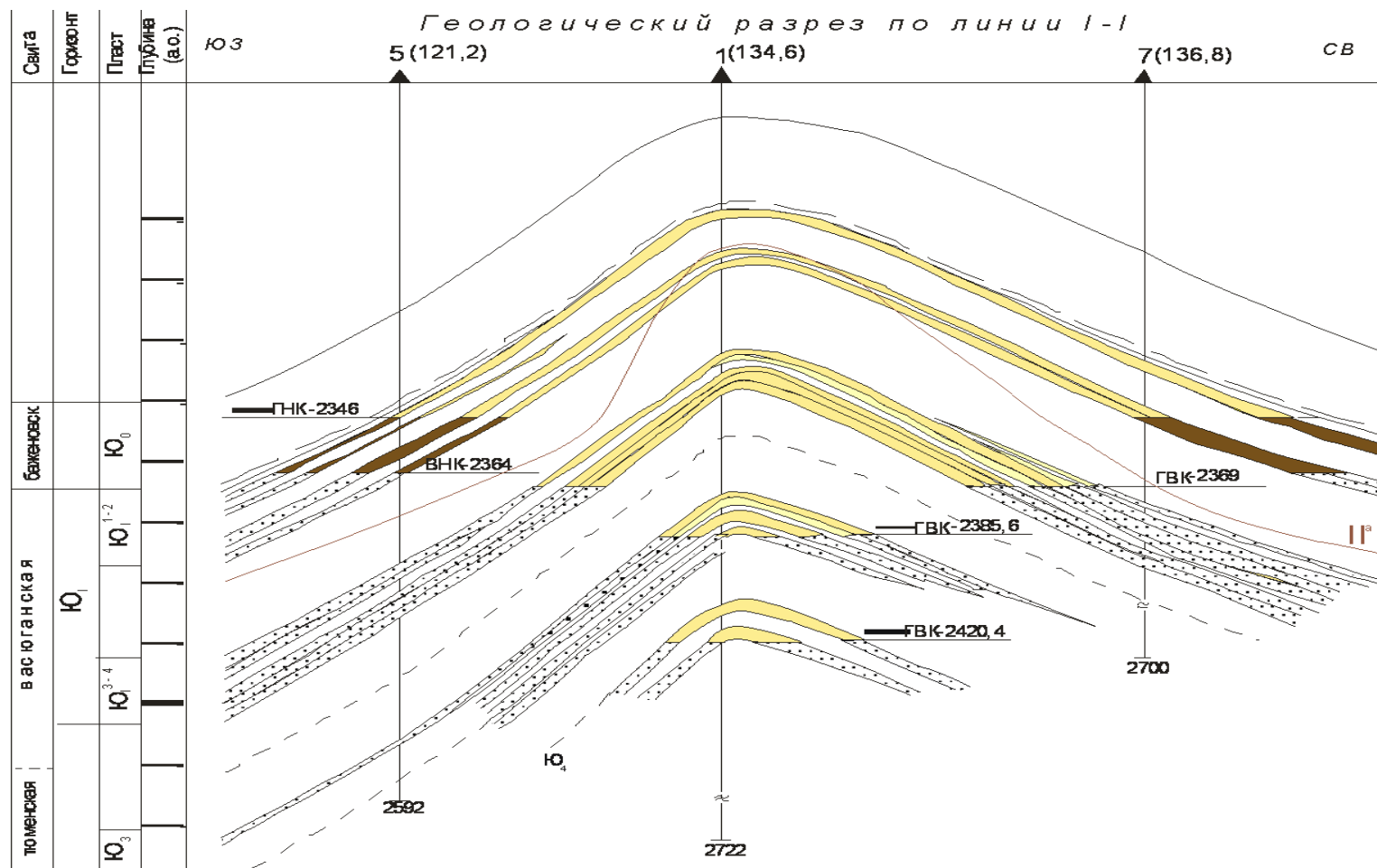


Рисунок 1.2 – Геологический разрез Казанского нефтегазоконденсатного месторождения по линии I-I



В разрезе свиты выделяется ряд песчаных пластов, промышленно продуктивными из которых являются Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub>. Все породы сидеритизированы и пиритизированы. Мощность свиты колеблется в пределах 200–300 м.

### **Васюганская свита (J<sub>2</sub>k - J<sub>3</sub>o)**

Васюганская свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Отложения нижней подсвиты представлены аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими. В толще аргиллитов встречаются прослои глин и алевролитов, иногда имеет место замещение заглинизированных пород на песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>5-6</sup> (скв. № 5).

Отложения верхней подсвиты представлены чередованием трех песчаных пластов (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>) с подчиненными прослоями аргиллитов, алевролитов и углей. В верхней части подсвиты между пластами Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> выделяется литолого-стратиграфический репер «Р», состоящий из аргиллитов и алевролитов с большим количеством известковистых раковин пелеципод, которые подстилаются незначительным угольным пропластком. Под пластом Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на каротажных диаграммах и на временных сейсмических разрезах отчетливо прослеживается угольный пласт У<sub>1</sub>, который в большинстве скважин расчленяется на два пропластка – У<sub>1</sub><sup>1</sup> и У<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> представлен, в основном, крепкосцементированными мелко-среднезернистыми полимиктовыми песчаниками аркозового типа и алевролитами от светло-серого до темно-серого цвета, часто с буроватым оттенком. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитового и кальцит-сидеритового состава, иногда гидрослюдистый и лейкоксен-хлорит-каолинитовый.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> сложен светло-серыми, слабослюдистыми, мелко-среднезернистыми крепкосцементированными песчаниками с обугленным растительным детритом. По вещественному составу преобладают полевошпатово-кварцевые и полимиктовыearкозового типа песчаники с глинистым, реже карбонатным цементом.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> представлен светло-серым, мелко–среднезернистым среднесцементированным полевошпатово-кварцевым песчаником. Цемент в песчаниках полиминеральный, в составе которого присутствуют каолинит, гидрослюда, хлорит часто в ассоциации с кальцитом и сидеритом.

Возраст продуктивных пластов и разделяющих их заглинизированных пропластков и углей во многом принимается условно и требует дальнейшего уточнения на основе биостратиграфического анализа. Толщина васюганской свиты меняется в интервале 70–90 м.

### **Георгиевская свита (J<sub>3km</sub>).**

Повсеместно в пределах рассматриваемого региона на размытой поверхности продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> залегают отложения георгиевской свиты, мощность которой постепенно увеличивается в направлении с северо-запада на юго-восток. Свита представлена аргиллитами темно-серыми до черного цвета, плотными, крепкими, слабослюдистыми, с неровным изломом, доломитизированными, с известковистым детритом белемнитов, с рыбными остатками, с редкими включениями пирита. Мощность георгиевской свиты в скважинах меняется от 4 до 12 м[2].

### **Баженовская свита (J<sub>3v</sub>).**

Верхнеюрские отложения заканчиваются регионально выдержанным литологическим и геофизическим репером – баженовской свитой, которая по литературным данным с размывом залегает на эродированной поверхности георгиевских пород кимериджского возраста. Свита представлена битуминозными аргиллитами преимущественно темно-бурого цвета, плотными, слюдистыми, с ровным и полураковистым изломом, с обугленными растительными остатками, с тонкими прожилками кальцита, иногда с детритом белемнитов и рыб. Толщина баженовской свиты в пределах Казанского месторождения достигает 25 м.

### **Куломзинская свита (K<sub>1b-vl</sub>)**

Юрские отложения перекрываются мощной толщей мелового возраста, в основании которой залегает куломзинская свита, представленная преимущественно аргиллитами морского происхождения, чередующимися с тонкими прослоями известковистых песчаников и алевролитов. Мощность свиты 205–235 м.

### **Тарская свита (K<sub>1vl</sub>)**

Мелководно-морские отложения свиты представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, слюдистые, полевошпатово-кварцевые, среднесцементированные, с остатками известковистых раковин. Алевролиты серые, плотные, с прослоями известковистого песчаника. Аргиллиты темно-серые, плотные, незначительной мощности. Толщина свиты изменяется в пределах 75-105 м.

### **Киялинская свита (K<sub>1g-br</sub>)**

Тарские отложения сменяются породами киялинской свиты, в которой выделяются серые, бурые, пестроцветные глины; зеленовато-серые алевролиты; крепкие, мелкозернистые, светло окрашенные песчаники. Мощность свиты варьирует в интервале 650-720 м.

### **Покурская свита (K<sub>1a-al</sub>- K<sub>2s</sub>)**

Континентальные отложения свиты представлены серыми, темно-серыми, плотными, аргиллитоподобными глинами. Песчаники, пески и алевролиты серые, светло-серые, полимиктовые. Вся толща насыщена обуглившимися растительными остатками. В свите выделяется ряд песчаных пластов, имеющих значительную мощность и высокие коллекторские свойства. Толщина свиты составляет 850-870 м.

### **Кузнецовская свита (K<sub>2</sub>t)**

Континентальные породы покурской свиты сменяются темно-серыми, с зеленоватым оттенком, иногда алевритистыми, жирными на ощупь глинами морского происхождения. Кузнецовская свита является надежным флюидоупором для залежей углеводородов по всей территории Западной Сибири. Мощность региональной покрывки изменяется от 13 до 18 м[2].

### **Ипатовская свита (K<sub>2</sub>k-st)**

Свита сложена прибрежно-континентальными породами. Это чередование комковатых, серых и темно-серых с зеленоватым оттенком глин; серых, слабоизвестковистых алевролитов; тонко- и мелкозернистых, буровато-серых, ожелезненных песчаников. Толщина свиты около 100 м.

### **Славгородская свита (K<sub>2</sub>km)**

Породы свиты представлены прибрежно-континентальными отложениями, в основном, темно-серыми, алевритистыми, слюдистыми глинами, участками опесчаненными. Мощность свиты колеблется в пределах 65–70 м.

### **Ганькинская свита (K<sub>2</sub>m-d)**

Свита состоит из характерных зеленовато-серых, сильно алевритистых, известковистых глин и светлых, светло-серых мергелей. Толщина свиты достигает 120 м.

### **Кайнозойская группа (Kz)**

Завершают разрезы скважин на Казанском месторождении породы кайнозойского возраста, которые с размывом залегают на мезозойском комплексе отложений. Здесь выделяются четыре свиты: Талицкая, Люлинворская, Чеганская (морские) и Некрасовская (континентальная).

Породы представлены чередованием темно-серых до черных глин, (местами опоковидными), кварцево-глауконитовых песчаников, пропластков алевролитов и бурых углей, голубоватых или желтоватых рыхлых мелко- и тонкозернистых песков. Общая мощность кайнозойских отложений может достигать 200 м.

### **1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов**

На дату выполнения работы по Казанскому месторождению выполнены лабораторные исследования образцов керн по 16 скважинам, из них в 11-ти скважинах керн исследован к подсчету запасов 2006 г. и в 5-и скважинах – после 2006 г. Всего исследовано и принято к подсчету запасов 1 305 образцов, из них 459 образцов исследовано после последнего подсчета запасов. Продуктивный разрез Казанского месторождения включает пласты Ю<sub>1</sub>-Ю<sub>5</sub>.

Всего по месторождению проходка с отбором керн составила 2107,9 м, вынос керн – 1419,1 м. Доля вынесенного керн в проходке в среднем составила 67,3%[3].

#### **Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>**

Породы пласта представлены песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов, в скв. 2п, 10р, 11р, 12р встречаются доломитистые песчаники и аргиллиты, в покрышке скв. 10р и 12р – доломитизированный аргиллит. Песчаники характеризуются достаточно высокой выдержанностью и большим площадным распространением. Коллекторами являются песчаники и песчаные алевролиты.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> с породами покрышки вскрыт с отбором керн 12-ю скважинами (1п, 2п, 3п, 7п, 9по, 10р, 11р, 12р, 14р, 16р, 17р, 18р).

Открытая пористость (по керну) пород-коллекторов согласно анализу распределений, диапазонов изменения и средних величин изменяется от 16 до

23%, составляя в среднем 17% (103 образ.).

Проницаемость коллекторов (по керну) колеблется от 0,5 до 1 333,8 мД, при среднем значении 31,4 мД (96 образ.).

Остаточнаяводонасыщенность (по керну) коллекторов варьирует от 10,3 до 63,1%, составляя в среднем 26,3% (66 образ.).

Объемная плотность меняется от 2,2 до 2,6 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 2,39 г/см<sup>3</sup>.

Карбонатность Скарб(по керну) меняется от 0 до 58,7%, при этом основной диапазон изменения сосредоточен в пределах 0÷10 %, составляя в среднем 1%.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> сверху перекрыт регионально выдержанной покрывкой, представленной породами георгиевской свиты. Георгиевская свита состоит из однородных, тонкодисперсных темно-серы тонкогоризонтальнослоистых аргиллитов с многочисленными остатками ростров белемнитов. В разрезе свиты отмечаются прослой плотных метасоматических доломитизированных аргиллитов, содержание доломита в которых составляет 20÷23 %. Аргиллиты георгиевской свиты по минеральному составу преимущественно иллит-хлоритовые. Мощность пород георгиевской свиты составляет 5-10 м.

### **Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>**

Породы пласта Ю<sub>12</sub> представлены песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов, углей. В скв. 4п, 8п, 10р, 11р встречаются доломитистые и известковистые крепкоцементированные песчаники и алевролиты. По литологическому описанию песчаник по соотношению в системе «песчаная фракция» по зернистости имеет следующие характеристики – крупно, средне, разно, мелко тонкозернистые[3].

Коллекторами являются средне-мелкозернистые песчаники и песчаные алевролиты.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> с породами покрывки вскрыт с отбором керна 16-ю

скважинами (1п, 2п, 3п, 4п, 5п, 7п, 8п, 9по, 10р, 11р, 12р, 14р, 15р, 16р, 17р, 18р).

Открытая пористость (по керну) пород-коллекторов согласно анализу распределений, диапазонов изменения и средних величин изменяется от 13 до 19%, составляя в среднем 16% (354 образ.).

Проницаемость коллекторов (по керну) колеблется от 0,6 до 873,2 мД, при среднем значении 10 мД (295 образ.).

Остаточная водонасыщенность коллекторов варьирует от 13,1 до 68,1%, составляя в среднем 43% (195 образ.).

Объемная плотность (по керну) меняется от 2,2 до 2,6 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 2,39 г/см<sup>3</sup>.

Карбонатность Скарб (по керну) меняется от 0 до 58,7%, при этом основной диапазон изменения сосредоточен в пределах 0÷10%, составляя в среднем 1%.

В разрезе, вскрытом рядом скважин в северной части площади месторождения, в кровле пласта отмечены среднезернистые и мелко-среднезернистые разности песчаников с хорошей и средней сортировкой зерен, имеющие наиболее высокие фильтрационно-емкостные характеристики (Кп – 16÷21%, Кпр – 32÷406 мД). Ниже по разрезу пласта до его подошвы залегают мелкозернистые глинистые песчаники с пониженными ФЕС (Кп – 12,1÷17,2%, Кпр – 0,5÷14,6 мД). В связи с вышесказанным, проведена детальная корреляция пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и внутри него выделены два цикла осадконакопления – Ю<sub>1</sub><sup>2а</sup> (прибрежно-континентальные условия – бары, пляжи) и Ю<sub>1</sub><sup>2б</sup> (континентальные условия).

Роль локальной покрывки продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> васюганской свиты выполняет пачка алевроито-глинисто-карбонатных пород с многочисленными прослоями песчаников, песчанистых алевролитов, а также единичных прослоев угля, углистых пород и аргиллитов. Алевроито-глинистая пачка разделяется прослоем органогенно-обломочного известняка на две части. Глинистые перемиčky между продуктивными пластами Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> сложены алевроито-

глинистыми породами, среди которых преобладают глинистые алевролиты, значительно реже отмечаются аргиллиты и более грубые песчано-алевритовые разности. Характерно обилие углефицированной органики, витринизированных фрагментов растений, ископаемых почвенных горизонтов. Глинистый матрикс алевролитов и аргиллитов по минеральному составу преимущественно иллит-хлоритовый, со значительным преобладанием иллита. По результатам гранулометрического анализа усредненное содержание песчаной фракции в породах глинистых перемычек составляет – 26 %, алевроитовой – 54 %, глинистой – 20 %. Толщина покрывки над пластом Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> составляет 8-10 м.

### **Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>**

Породы пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> представлены песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов, углей. В водоносной части скв. 2п, 3п, 4п, 5п, 8п встречаются доломитистые и известковистые крепкоцементированные песчаники и алевролиты. В подошве газонасыщенного пласта в скв. 5п имеется переслаивание аргиллита сидеритизированного с песчаником мелкозернистым крепкоцементированным. Пропластки с углем описаны в скв. 5п, 7п, 15р.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> с породами покрывки вскрыт с отбором керна 9 скважинами (1п, 2п, 3п, 4п, 5п, 7п, 8п, 9по, 15р)[3].

Открытая пористость (по керну) пород-коллекторов согласно анализу распределений, диапазонов изменения и средних величин изменяется от 13 до 21%, составляя в среднем 17,3% (170 образ.).

Проницаемость коллекторов (по керну) колеблется от 0,4 до 972 мД, при среднем значении 25,9 мД (168 образ.).

Остаточнаяводонасыщенность (по керну) коллекторов варьирует от 16,9 до 51%, составляя в среднем 30,8% (43 образ.).

Объемная плотность п (по керну) меняется от 2,2 до 2,5 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 2,35 г/см<sup>3</sup>.

Карбонатность Скарб (по керну) меняется от 0,2 до 6,8%, составляя в



среднем 1,9%.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> экранируется пачкой аргиллитов с прослоями угля. Аргиллиты часто карбонатизированы. Толщина пачки 15÷20 м.

### Пласты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4-5</sub>

Пласты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4-5</sub> представлены переслаиванием крепко сцементированных мелкозернистых песчаников, алевролитов различной степени глинизации и аргиллитов.

Они характеризуется частым изменением толщин песчано-глинистого материала, связанного с континентальными условиями осадконакопления и приуроченного к русловым типам коллекторов.

Среднеюрский пласт Ю<sub>3</sub> с породами покрышки вскрыт с отбором керна в 5-ти скважинах (1п, 8п, 9по, 14р, 15р). Пласт Ю<sub>4-5</sub> с породами покрышки вскрыт с отбором керна в 3-х скважинах (1п, 2п, 15р).

Продуктивная газонасыщенная часть пласта Ю<sub>3</sub> охарактеризована отбором керна скв. 1п, 15р, водонасыщенная часть – скв. 14р, 15р, газонасыщенная часть пласта Ю<sub>4-5</sub> – скв. 1п, водонасыщенная часть – скв. 2п.

Пласты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4-5</sub> на рассматриваемой территории по данным исследования шлифов представлены по степени встречаемости в исследуемой выборке образцов преимущественно песчаником, алевролитовым песчаником и глинистым песчаником.

Измерения карбонатности на образцах керна носят единичный характер. Объемная плотность по пласту Ю<sub>3</sub> по керну (9 обр.) изменяется в пределах от 2,36 г/см<sup>3</sup> до 2,51 г/см<sup>3</sup> со средним значением, равным 2,44 г/см<sup>3</sup>. По пласту Ю<sub>4-5</sub> таких измерений нет.

По имеющимся анализам керна породы среднеюрских отложений имеют следующие средние характеристики: пласт Ю<sub>3</sub> - Кп.ср=10,3% (16 обр.), Кпр,ср=0,2 мД (16 обр.), Кво,ср=45,2% (1 обр.); пласт Ю<sub>4-5</sub> - Кп.ср=11,2% (5 обр.), Кпр,ср=0,5 мД (5 обр.), Кво,ср=32,9% (3 обр.). По результатам этих

определений невозможно оценить качество коллекторов данных пластов.

Пласт Ю<sub>3</sub> перекрывается мощной толщей аргиллитов нижневасюганской подсвиты и 17÷20-ти метровой пачкой аргиллитов тюменской свиты.

Пласт Ю<sub>4-5</sub> экранируется пачкой аргиллитов (25÷30 м) с прослоями углей и алевролитов.

#### 1.4 Состав и свойства нефти и растворенного газа

Нефть залежи Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> очень легкая (плотность при 20°C соответствует 766,7 кг/м<sup>3</sup>), молекулярная масса 149 ед., маловязкая с низким содержанием серы до 0,2 % масс, асфальто-смолистых веществ, кислых соединений и парафина (1,8% масс) имеет низкую температуру вспышки. Нефть практически полностью выкипает при 350°C[4].

Результаты определения свойств нефти и газа и их компонентного состава представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Компонентный состав газа и нефти (однократная сепарация при 20° С и атмосферном давлении)

Наименование компонента	Молярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Двуокись углерода	1,16	0,00	0,84
Азот + редкие	1,48	0,00	1,07
Метан	68,19	0,05	48,66
Этан	6,02	0,12	4,33
Пропан	9,19	0,75	6,77
Изобутан	3,67	0,91	2,88
Н-бутан	4,71	1,95	3,92
Изопентан	2,13	2,46	2,22
Н-пентан	1,73	3,16	2,16
Гексаны + остаток	1,72	90,60	27,15
Молярная масса, г/моль	26,805	148,0	61,8
Молярная масса остатка			156,6
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1,119	792,6	581,5
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т			399,1

## 1.5 Запасы нефти, газа и конденсата

Впервые начальные запасы газа, конденсата и нефти Казанского месторождения были утверждены ГКЗ в 1969 г. (протокол № 5828 от 29.10.1969 г.). Подсчет запасов был произведен по данным 6 поисково-разведочных скважин. В качестве подсчетных объектов были выделены горизонты Ю-I (соответствуют пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>+Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>), Ю-II (соответствует пласту Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>), Ю-III (соответствует пласту Ю<sub>3</sub>) и Ю-IV (соответствует пласту Ю<sup>4-5</sup>)[4].

В 1985 г. по результатам оперативного пересчета запасов произошло списание запасов нефти (категория С<sub>2</sub>) – протокол ГКЗ РФ б/н от 11.02.1985 г.

В 2006 г. был выполнен подсчет запасов нефти и пересчет запасов газа и конденсата (протокол ГКЗ Роснедра № 1490-дсп от 02.11.2007 г.). К этому моменту на месторождении было пробурено 12 поисково-разведочных скважин, уточнена стратиграфическая принадлежность продуктивных пластов, их геологическое строение с использованием данных сейсморазведки 2D и 3D, газовая залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> переведена в нефтяную залежь («летучая» нефть).

По результатам выполнения оперативного пересчета запасов в 2009 г. (протокол ГКЗ Роснедра № 18-267пр от 08.05.2009 г.) с учетом данных бурения семи новых разведочных скважин были уточнены запасы нефти, газа и конденсата залежей пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, находившихся отдельно в опытно-промышленной разработке на нефть.

Запасы УВ принятые в настоящей Технологической схеме были посчитаны (в 2010 г.) и утверждены ГКЗ Роснедра уже в 2011 г. (протокол №2489 от 25.05.2011 г.).

Эти запасы УВ были пересчитаны на существенно расширенной информационной основе:

- после 2006 г. были пробурены 10 разведочных и 54 эксплуатационных скважины;
- использовано новое петрофизическое обоснование и методик

интерпретации ГИС для выделения коллекторов и определения их фильтрационно-емкостных параметров;

- получено уточнение отметок ВНК продуктивных объектов, полученных по результатам бурения и испытания новых скважин;

- использованы результаты структурной переинтерпретации материалов сейсмических исследований, проведенной с учетом данных по вновь пробуренным скважинам;

- проведено уточнение свойств УВ по данным новых проб и газоконденсатных исследований новых скважин;

- учтены результаты построения объемных геологических моделей продуктивных пластов с использованием компьютерных технологий, обеспечивающих более физически обоснованное изменение свойств коллектора в объеме пластов;

В целом по месторождению по всем объектам начальные геологические запасы УВ существенно увеличились по сравнению с запасами, утвержденными ГКЗ и числящимися на государственном балансе.

Ниже приводятся таблицы 1.3-1.6 характеризующие состояние запасов нефти, газа и конденсата, подсчитанных по результатам цифрового моделирования (по объектам и месторождению), числящиеся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2012 г.

Таблица 1.3 – Состояние запасов нефти на 01.01.2012 г.

Объекты,	Начальные запасы нефти, тыс. т										Текущие запасы нефти, тыс. т				
Месторождения в целом	утвержденные протоколом ГКЗ Роснедр № 2489 от 25.05.2011 г.					на государственном балансе					на государственном балансе				
	геологические		извлекаемые		КИН C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> ,	геологические		извлекаемые		КИН C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> ,	геологические		извлекаемые		Текущий КИН
	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	доли ед.	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	доли ед.	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	доли ед.
<b>Ю<sub>1</sub><sup>1</sup></b>	12838	2978	6971	1090	0,543/0,366	12838	2978	6971	1090	0,543/0,366	12213	2978	6346	1090	0,049
<b>в т.ч. ЛУ ТОМ 000097 НЭ</b>	12838	2332	6971	854	0,543/0,366	12838	2332	6971	854	0,543/0,366	12213	2332	6346	854	0,049
<b>в т.ч. ЛУ ТОМ 01456 НР</b>	-	646	-	236	- /0,366	-	646	-	236	- /0,366	-	646		236	0,000
<b>Ю<sub>1</sub><sup>2</sup></b>	45752	23813	25502	9786	0,470/0,410	45752	23813	25502	9786	0,470/0,410	44615	23813	20365	9786	0,025
<b>в т.ч. ЛУ ТОМ 000097 НЭ</b>	45752	20202	25502	8302	0,470/0,411	45752	20202	25502	8302	0,470/0,411	44615	20202	20365	8302	0,025
<b>в т.ч. ЛУ ТОМ 01456 НР</b>	-	3611	-	1484	- /0,410	-	3611	-	1484	- /0,410	56828	3611		1484	0,000
<b>Месторождения в целом</b>	58580	26791	28473	10876	0,486/0,410	58580	26791	28473	10876	0,486/0,410	56828	26791	26711	10876	0,030
<b>в т.ч. ЛУ ТОМ 000097 НЭ</b>	58590	22534	28473	9156		58590	22534	28473	9156		-	22534	26711	9156	0,000
<b>в т.ч. ЛУ ТОМ 01456 НР</b>	-	4257	-	1720		-	4257	-	1720			4257		1720	

Таблица 1.4– Состояние запасов растворенного газа Казанского месторождения на 01.01.2012

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы растворенного газа, млн.м³				Текущие запасы газа, млн.м³	
	утвержденные ГКЗ Роснедра, Текущие запасы газа, млн.м³ протокол №2498-дсп от 25.05.2011		На государственном балансе			
	извлекаемые		извлекаемые		извлекаемые	
	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	6160	963	6160	963	5534	963
в т.ч. ЛУ ТОМ 000097 НЭ	6160	755	6160	755	5534	755
в т.ч. ЛУ ТОМ 01456 НР	-	208	-	208		208
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	7487	3408	7487	3408	7064	3408
в т.ч. ЛУ ТОМ 000097 НЭ	7487	2892	7487	2892	7064	2892
в т.ч. ЛУ ТОМ 01456 НР		516		516		516
Месторождение в целом	13647	4371	13647	4371	12598	4371
в т.ч. ЛУ ТОМ 000097 НЭ	13647	3647	13647	3647	12598	3647
в т.ч. ЛУ ТОМ 01456 НР		724		724		724

Таблица 1.5– Состояние запасов свободного газа и газа ГШ Казанского месторождения на 01.01.12 г.

Объект	Утвержденные ГКЗ Роснедра, протокол №2498 - дсп от 25.05.2011		На государственном балансе			
	Начальные геологические запасы, млн.м <sup>3</sup>		Начальные геологические запасы, млн.м <sup>3</sup>		Текущие геологические запасы, млн.м <sup>3</sup>	
	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
	Свободный газ					
Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup> +Ю <sub>3</sub> +Ю <sub>4-5</sub>	6662	3761	6662	3761	6662	3761
	Газ газовых шапок					
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	3490	-	3490	-	3490	-
<b>Всего по месторождению</b>	10152	3761	10152	3761	10152	3761

Таблица 1.6 – Состояние запасов конденсата Казанского месторождения на 01.01.12 г.

Объекты,	Утвержденные протоколом ГКЗ Роснедр № 2489 от 25.05.2011 г.						На государственном балансе									
	Начальные геологические запасы, тыс.т		Начальные извлекаемые запасы, тыс.т		КИК, доли ед.		Начальные геологические запасы, тыс.т		Начальные извлекаемые запасы, тыс.т		КИК, доли ед.		Текущие извлекаемые запасы, тыс.т		Текущий КИК, доли ед.	
	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	435		205		0,470		435		205		0,470		205		0	0
Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup> +Ю <sub>3</sub> +Ю <sub>4-5</sub>	512	288	366	206	0,715	0,715	512	288	366	206	0,715	0,715	366	206	0	0
<b>Месторождение</b>	947	288	571	206	0,603	0,715	947	288	571	206	0,603	0,715	571	206	0	0

## 2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ КАЗАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов

На 01.01.2012 г. на Казанском месторождении добыча нефти за все время разработки (2004-2011 гг.) велась из 63 скважин, объектами эксплуатации являлись нефтяная залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Ввод в эксплуатацию 63 скважин по годам: 2004 г. – 1 скв., 2005 г. – 1 скв., 2006 г. – 2 скв., 2009 г. – 22 скв., 2010 г. – 16 скв., 2011 г. – 21 скв.,. На 01.01.2012 г. из Казанского месторождения суммарно по обоим объектам добыто 1 761,8 тыс. т. нефти, 1 773,6 тыс. т. жидкости, 1 048,4 млн. м<sup>3</sup> растворенного газа. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости Казанского месторождения представлена в таблице 2.1 и на рисунках 2.1 – 2.2[5].

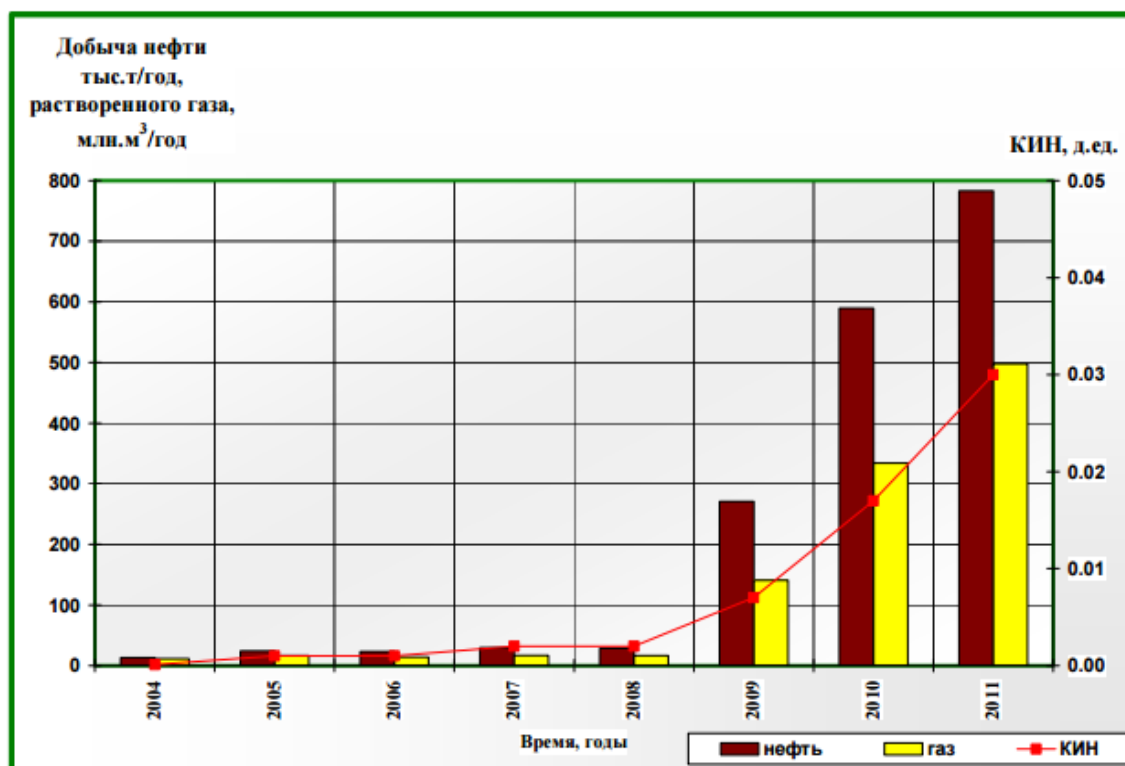


Рисунок 2.1 - Добыча нефти, газа и КИН по годам



Таблица 2.1 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и газа Казанского месторождения

Годы	Добыча нефти, тыс. т		Темп отбора ННЗ, %	Отбор ННЗ, %	КИН, д. ед.	Добыча жидкости, тыс. т		Обводн. продук. %	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>		Компенсация отбор. закач. %		Добыча нефт. газа, млн. м <sup>3</sup>		Фонд скважин дейст. в теч. года		Ср. год. деб. на 1 скв. т/сут., тыс. м <sup>3</sup> /сут.		Средн. прием. м <sup>3</sup> /сут
	годов.	накопл.				годов.	накопл.		годов.	нак.	годов.	нак.	годов.	нак.	добыв.	нагнет.	нефти	газа	
2004	13,1	13,1	0,0	0,0	0,000	13,1	13,1						11,6	11,6	1		125,7	111,1	
2005	24,2	37,3	0,1	0,1	0,001	24,2	37,3						16,7	28,2	2		138,9	96,1	
2006	23,2	60,5	0,1	0,2	0,001	23,2	60,5						13,5	41,7	3		110,9	67,2	
2007	29,5	90,0	0,1	0,3	0,002	29,5	90,0						16,9	58,3	3		106,2	60,7	
2008	28,4	118,5	0,1	0,4	0,002	28,4	118,5						16,5	75,1	3		114,3	68,8	
2009	270,6	389,1	1,0	1,4	0,007	270,7	389,1						141,0	216,1	25		82,3	42,6	
2010	589,6	978,7	2,1	3,4	0,017	593,2	982,3	0,60	143,0	143,0	10,4	6,3	334,0	550,1	39	2	63,9	36,2	308
2011	783,1	1 761,8	2,8	6,2	0,030	791,3	1 773,6	1,04	770,9	914,0	7,8	22,3	498,3	1 048,4	60	10	69,5	44,3	420

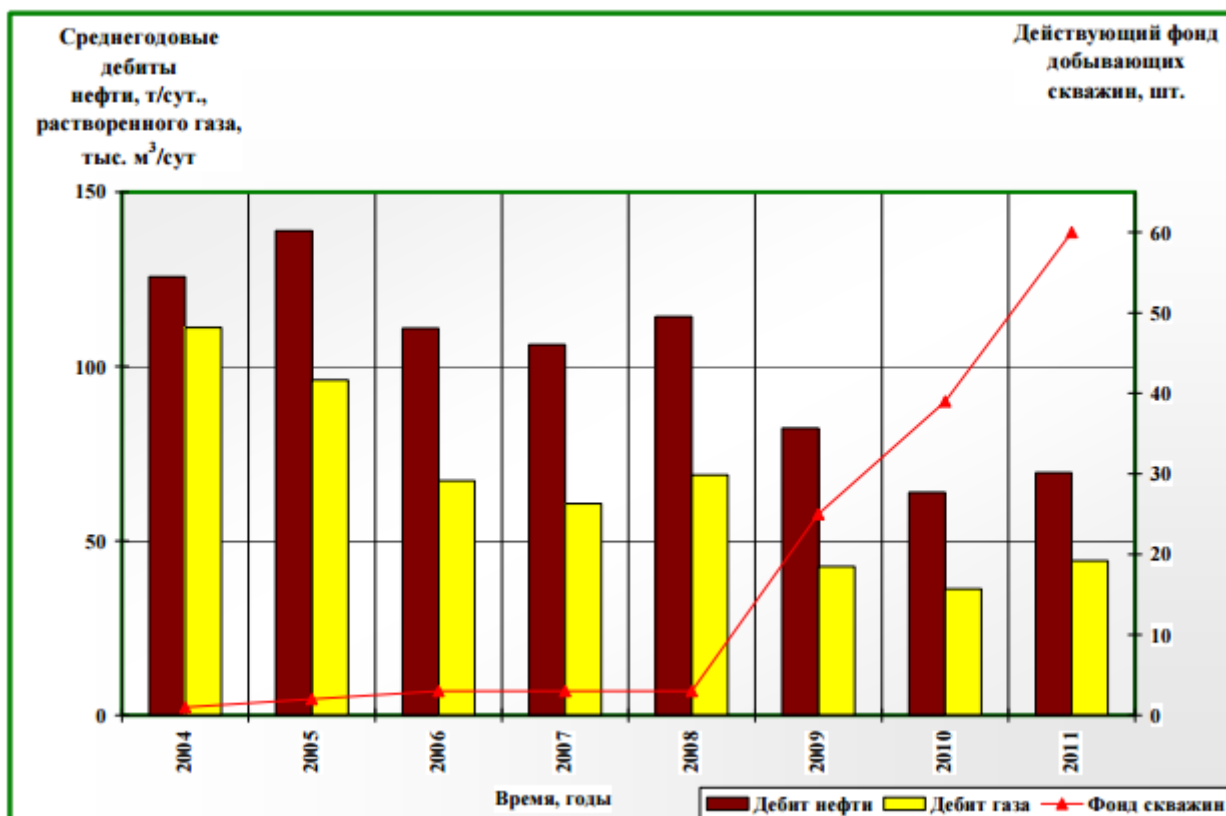


Рисунок 2.2 - Изменение среднегодовых дебитов нефти, газа и действующего фонда добывающих скважин по годам

Добычу нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> с 2004 г. по 01.01.2012 г. осуществляли 26 скважин.

Накопленная добыча нефти и жидкости по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> на 01.01.2012 г. составила 625,1 тыс. т и 626,2 тыс. т соответственно, растворенного газа – 625,7 млн.м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> на 01.01.2012 г. таким образом, оценивается в 35% её добычи из Казанского месторождения в целом. Основные показатели разработки по отбору нефти, жидкости и газа для объекта

Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Казанского месторождения представлены в таблице 2.2. Добыча нефти, жидкости и газа в 2011 г., осуществлявшаяся из 24 скважин объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> составила 234,2 тыс. т, 234,7 тыс. т и 280,9 млн. м<sup>3</sup> соответственно. Темп отбора НИЗ для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в 2011 г. составил 3,4%, отбор от НИЗ – 9%. Среднее значение обводненности добываемой продукции объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> за 2011 г. практически осталась на уровне 2010 г., составив 0,21%. Средние дебиты по нефти и газу за 2011 г. составили 64,5 т/сут. и 77,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Таблица 2.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и газа по объекту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Казанского месторождения

Годы	Добыча нефти, тыс. т		Темп отбора НИЗ, %	Отбор НИЗ, %	КИН, д. ед.	Добыча жидкости, тыс. т		Обводн. продук. %	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>		Компенсация отбор. закач., %		Добыча нефт. газа, млн. м <sup>3</sup>		Фонд скважин дейст. в теч. года		Ср. год. деб. на 1 скв. т/сут., тыс. м <sup>3</sup> /сут.		Средн. прием. м <sup>3</sup> /сут
	годов.	накопл.				годов.	накопл.		годов.	нак.	годов.	нак.	годов.	нак.	добыв.	нагнет.	нефти	газа	
2004	13,1	13,1	0,19	0,2	0,001	13,1	13,1						11,6	11,6	1		125,7	111,1	
2005	13,9	27,0	0,20	0,4	0,002	13,9	27,0						12,3	23,9	1		158,2	139,9	
2006	10,4	37,4	0,15	0,5	0,003	10,4	37,4						9,1	32,9	1		133,8	116,7	
2007	12,9	50,3	0,19	0,7	0,004	12,9	50,3						11,2	44,2	1		145,2	126,6	
2008	12,3	62,6	0,18	0,9	0,005	12,3	62,6						10,7	54,9	1		148,3	129,3	
2009	88,0	150,6	1,26	2,2	0,012	88,0	150,6						77,5	132,4	11		86,5	76,2	
2010	240,3	390,92	3,45	5,6	0,030	240,9	391,48	0,23	78,3	78,3	10,6	6,5	212,38	344,8	16	1	65,1	57,5	338
2011	234,2	625,12	3,36	9,0	0,0487	234,7	626,2	0,21	217,0	295,3	30,2	15,4	280,9	625,7	24	4	64,5	77,5	351

Годовая добыча нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> за 2011 г. (234,2 тыс. т) в сравнении с 2010 г. (240,3 тыс. т) практически не изменилась, однако её доля в годовой добыче из месторождения сократилась с ~ 40% до ~ 30% по причине заметного роста годовой добычи нефти и её доли из другого пласта – Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Закачка воды в пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> была начата с 05.2010 г., после перевода одной добывающей скважины под закачку. В 2011 г. из добывающего фонда пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в нагнетательный были переведены ещё 3 скважины[5].

Несмотря на высокие значения приемистости нагнетательных скважин, текущая компенсация составила лишь ~30%, величина средневзвешенного пластового давления в зоне отбора – 21,1 МПа (0,93Р<sub>нас.</sub>), среднее значение газового фактора возросло с 884 м<sup>3</sup>/т (2010 г.) до 1 119,4 м<sup>3</sup>/т (2011 г.) или на ~+27%. В целях недопущения дальнейшего снижения пластового давления в зоне отбора провели остановку части фонда действующих скважин[6].

Добычу нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> с 2005 г. по 2011 г. (включительно) осуществляли 38 скважин. Накопленная добыча нефти, жидкости и газа из этих

38 скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на 01.01.2012 г. составила 1136,7 тыс. т и 1 147,4 тыс. т, 422,7 млн. м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на 01.01.2012 г., таким образом оценивается в 65% её добычи из Казанского месторождения в целом. Основные показатели разработки по отбору нефти, жидкости и газа для объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Казанского месторождения представлены в таблице 2.3. Темп отбора НИЗ для пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в 2011 г. составил 2,6%, отбор от НИЗ – 5,3%. Среднее значение обводненности добываемой продукции объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> за 2011 г. (1,4%) по сравнению с 2010 г. (0,9%) изменилось незначительно. Средние дебиты по нефти и газу за 2011 г. составили 71,9 т/сут и 28,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Годовая добыча нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в 2011 г. (548,9 тыс. т) заметно возросла по сравнению с 2010 г. (349,3 тыс. т), ~+57% и составила 70% от суммарной добычи нефти из месторождения.

Таблица 2.3 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и газа по объекту Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Казанского месторождения

Годы	Добыча нефти, тыс. т		Темп отбора НИЗ, %	Отбор НИЗ, %	КИН, д. ед.	Добыча жидкости, тыс. т		Обводн. продук. %	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>		Компенсация отбор. закач. %		Добыча нефт. газа, млн. м <sup>3</sup>		Фонд скважин дейст. в теч. года		Ср. год. деб. на 1 скв. т/сут, тыс. м <sup>3</sup> /сут		Средн. прием. м <sup>3</sup> /сут
	годов.	накопл.				годов.	накопл.		годов.	нак.	годов.	нак.	годов.	нак.	добыв.	нагнет.	нефти	газа	
2004																			
2005	10,3	10,3	0,0	0,0	0,000	10,3	10,3						4,3	4,3	1		119,3	51,7	
2006	12,8	23,1	0,06	0,1	0,001	12,8	23,1						4,5	8,7	2		97,4	38,1	
2007	16,6	39,7	0,08	0,2	0,001	16,6	39,7						5,6	14,4	2		87,8	29,7	
2008	16,1	55,9	0,07	0,3	0,001	16,1	55,9						5,8	20,2	2		97,2	38,5	
2009	182,6	238,5	0,85	1,1	0,005	182,7	238,5						63,6	83,7	15		72,9	25,0	
2010	349,3	587,8	1,62	2,7	0,013	352,3	590,8	6	64,7	64,7	10,2	6,1	121,6	205,3	24	1	59,3	20,6	278
2011	548,9	1 136,7	2,55	5,3	0,025	556,6	1 147,4	1,39	553,9	618,6	55,6	30,1	217,4	422,7	37	6	71,9	28,5	454

Несмотря на высокие значения приемистости нагнетательных скважин, текущая компенсация составила пока лишь ~55,6%, значение средневзвешенного пластового давления в зоне отбора снизилось до 18,7 МПа (0,92Р<sub>нас.</sub>), среднее значение газового фактора возросло с 2010 г. (348 м<sup>3</sup>/т) до 396,1 м<sup>3</sup>/т в 2011 г. (+14%). Всего на Казанском месторождении в 2011 г. закачано 770,9 тыс. м<sup>3</sup> воды, текущая компенсация отбора закачкой возросла до 48%. Накопленная закачка воды в оба пласта на 01.01.2012 г. составила 914 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная компенсация отбора закачкой достигла 22,3% [7].

## 2.2 Текущее состояние фонда нефтяных скважин

На 01.01.2012 г. на Казанском месторождении было пробурено 77 скважин, из которых 76 находятся на балансе ОАО «Томскгазпром» (53 добывающих; 10 нагнетательных; 11 скв. в фонде консервации, пьезометрическом, ликвидированные; 2 водозаборные) и 1 скв. (9по) – на балансе администрации Томской области[5].

На 01.01.2012 г. в разработке продолжают находиться оба нефтеносных пласта ( $Ю_1^1$  и  $Ю_1^2$ ), газоконденсатные пласты  $Ю_1^{3-4}$ ,  $Ю_3$  и  $Ю_{4-5}$  не разрабатывались.

По состоянию на 01.01.2012 г. общий эксплуатационный фонд добывающих скважин на пласты  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^2$  составил 53 скважины: на пласт  $Ю_1^1$  – 21 скважина; на пласт  $Ю_1^2$  – 31 скв.; на пласт  $Ю_1^1 + Ю_1^2$  – 1 скв. Из тех же 53 скважин добывающего фонда – 31 скв. действующие, 21 скв. (из которых 15 скв. на  $Ю_1^1$ ) остановлены к концу 2012 г. для восстановления Рпл., 1 скв. в освоении после бурения на пласт  $Ю_1^1$ . Кроме того, в специальном фонде находится еще 13 скважин: 2 скв. – в консервации, 2 скв. – в контрольном фонде, 7 скв. ликвидированы, 2 скв. – водозаборные.

В 2011 г. из добывающего фонда под закачку были переведены 8 скважин: 3 скважины на пласте  $Ю_1^1$  и 5 скважин на  $Ю_1^2$ .

Распределение фонда скважин месторождения на 01.01.2012 г. приведено на рисунке 2.3.

В добыче нефти за 2011 г. на месторождении были задействованы 53 скважины (21 скв. –  $Ю_1^1$ , 31 –  $Ю_1^2$ , 1 скв. –  $Ю_1^1 + Ю_1^2$ ). Из них на конец года 31 скважина находилась в действующем фонде. 46 эксплуатировались фонтанным способом и 6 скв. – ЭЦН (рисунок 2.4)[7].

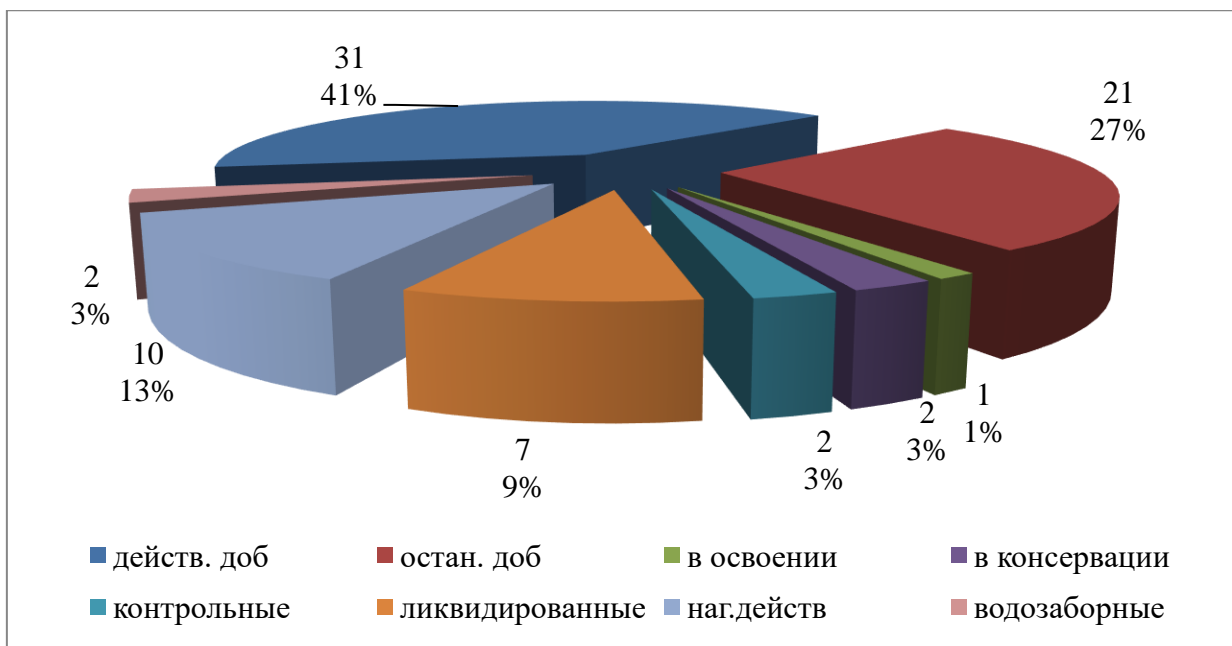


Рисунок 2.3 – Состояние фонда скважин Казанского месторождения на 01.01.2012 г.

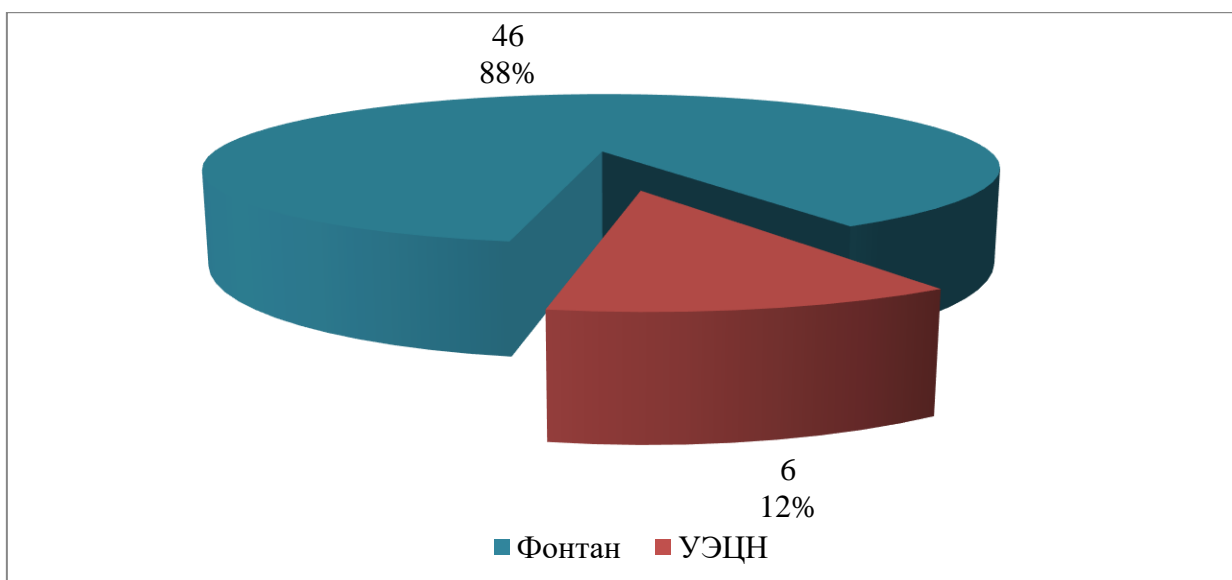


Рисунок 2.4 – Структура действующего добывающего фонда на 01.01.2012 г.

Коэффициент использования фонда скважин по месторождению в 2010 г. (Ки.ф.) – 0,783 (0,619 –  $Ю_1^1$  и 0,917 –  $Ю_1^2$ ). Низкий Ки.ф. по пласту  $Ю_1^1$  объясняется вводом вновь пробуренных скважин и тех 5 скважин, что находились в освоении. Коэффициент использования фонда скважин по месторождению в 2011 г. (Ки.ф.) – 0,981 (0,952 –  $Ю_1^1$  и 1,0 –  $Ю_1^2$ ). Увеличение Ки.ф. по обоим пластам месторождения произошло за счет увеличения количества действующих добывающих скважин. На 1.01.2012 г. в освоении

после бурения осталась только 1 скважина. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин (Кэ) по месторождению за 2010 г. - 0,852 (0,791 – Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и 0,913 – Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>). Коэффициент эксплуатации добывающих скважин (Кэ) по месторождению за 2011г. - 0,883 (0,825 – Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и 0,914 – Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>).

Распределение УЭЦН по типоразмеру, на 01.01.2012 г.:

- пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>скв. 110 – ЭЦНАКИ-60;
- пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>скв. 111– ЭЦН-60;
- пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>скв. 112 – ЭЦН-80;
- пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>скв. 215 – ЭЦНАКИ-45;
- пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>скв. 195 – ЭЦН-45.
- пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>скв. 16р - ЭЦНАКИ5-45

Согласно технологическим режимам эксплуатации скважин средний дебит жидкости – 52.0 м<sup>3</sup>/сут., средний дебит нефти – 36.0 т/сут., обводненность продукции 7.7%. Глубина спуска ЭЦН по пласту составляет от 2201 до 2337 м. Среднее забойное давление скважин, оборудованных УЭЦН, по пласту составило 12.0 МПа (0.59 Р<sub>нас.</sub>)[8].

### 2.3 Анализ отказов скважинного оборудования

За 2011 г. по фонтанному фонду скважин, произошло 5 отказов оборудования скважины. В таблице 2.4 представлены отказы скважин фонтанной эксплуатации за 2011 г.

Таблица 2.4 – Отказы скважин фонтанной эксплуатации за 2011 год

№№ п/п	№ скв.	Причина отказа	Вид ремонта
1	скв.21р	негерметична ЭЖ	РИР
2	скв.142	давление в МКП	ликвидация межколонных перетоков
3	скв.654	пропуски по резьбе колонной муфты	ревизия
4	скв.655	не работает задвижка ФА	смена элементов ФА
5	скв.674	пропуск по муфте кондуктора	ревизия

За 2011 г. по фонду, оборудованному УЭЦН, произошло 3 отказа. Средняя наработка на отказ составила 282 суток[9].

После проведения ГРП на скв.№204 спущен насос ЭЦНАКИ5-45, скважина фонтанировала по затрубному пространству. В таблице 2.5 представлены отказы скважин, оборудованных УЭЦН, за 2011 г.

Таблица 2.5 – Отказы скважин, оборудованных УЭЦН, за 2011 год

№№ п/п	№ скв.	Дата отказа	Наработка	Причина отказа	Вид ремонта
1	скв.112	04.11.2011 г.	308	Р-О кабельной линии	смена ЭЦН
2	скв.195	30.09.2011 г.	183	перегруз	смена ЭЦН

В целом работа добывающих скважин является удовлетворительной. По действующему фонду скважин месторождения, оборудованных ЭЦН, рекомендуется оптимизация режимов работы скважин. Рекомендуемыми мероприятиями, направленными на увеличение и стабилизацию объемов добычи нефти по фонду скважин с ЭЦН, являются проведение оптимизации и смена насоса [8].

## **2.4 Обоснование способа добычи нефти**

### **2.4.1 Фонтанный способ добычи**

Для обоснования режимов работы добывающих скважин для трех объектов Казанского месторождения был проведен системный (узловой) анализ, который позволяет предсказать поведение системы добычи, включающей в себя пласт, скважину и поверхностные трубопроводы. Данный метод широко используется в нефтяной практике во всем мире. Основная область его применения – оптимизация работы системы добычи[9].

С помощью системного анализа были проведены расчеты по характеристике работы скважины для фонтанного режима для скважин трех объектов:

- при изменении обводненности от 0 до 90%;
- при начальных пластовых условиях;
- при падении пластового давления.

Для оценки продуктивности скважин были использованы средние значения эффективной проницаемости по нефти и эффективной нефтенасыщенной толщины по нефтяным залежам месторождения. Характеристики притока определялись по уравнениям Дарси и Вогеля с поправкой на обводненность продукции. Для расчета потерь давления при подъеме нефти и газа на поверхность нефтяных скважин использовались корреляции Хайгедорна-Брауна для объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> с газосодержанием нефти 348.2 м<sup>3</sup>/т, для скважин объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> (газосодержание нефти 883.8 м<sup>3</sup>/т) – корреляции Оркижевского. Указанные корреляции позволяют рассчитывать поток в широком диапазоне газосодержания, диаметра труб и углов наклона скважин.

### **Объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>**

Следует отметить, что пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> характеризуется очень низкой вязкостью нефти в пластовых условиях ( $\mu_n=0.04$  мПа·с) и её высоким газосодержанием (883.8 м<sup>3</sup>/т).

Расчет показал (рисунок 2.5), что для новых скважин возможен стабильный режим фонтанирования при нулевой обводненности и минимальном пластовом давлении 10МПа. Фонтанный способ вполне обеспечивает проектные показатели.

Таким образом, фонтанный режим рекомендован для эксплуатации новых скважин.



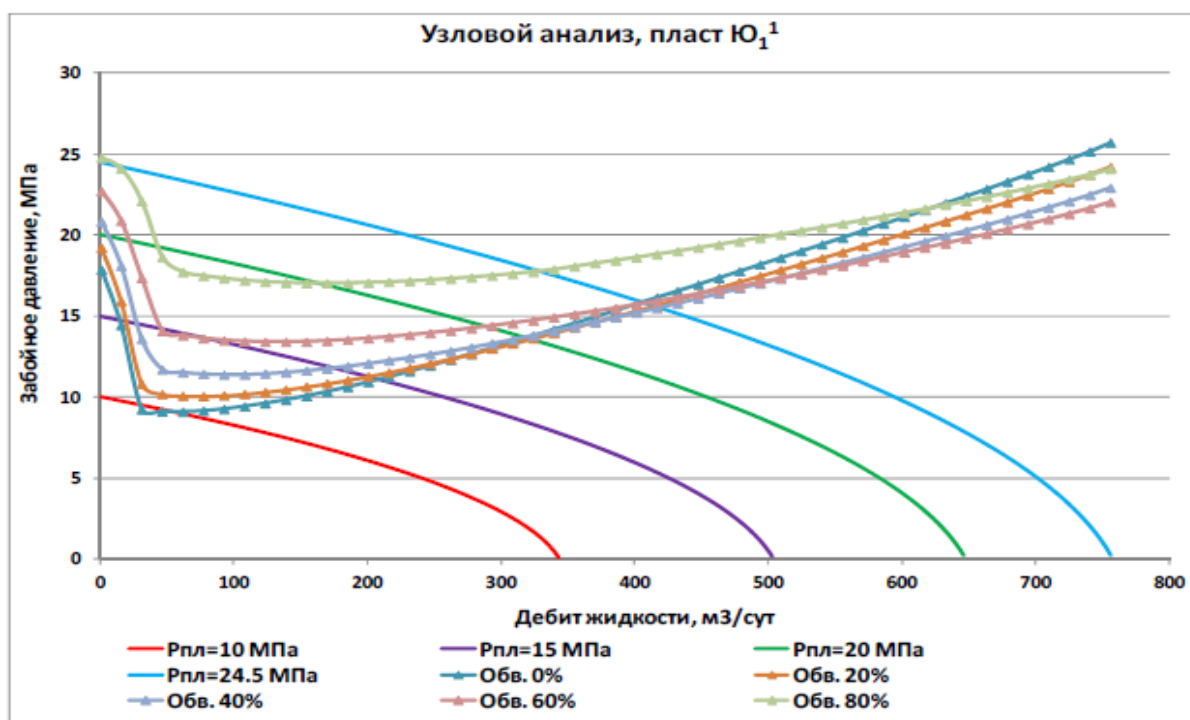


Рисунок 2.5 – Обоснование условия фонтанирования нефтяных скважин, объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

### Объект Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

Согласно расчетам (рисунок 2.6), для новых скважин возможен стабильный режим фонтанирования при нулевой обводненности и минимальном пластовом давлении 17 МПа. Фонтанный способ вполне обеспечивает проектные показатели в первые годы эксплуатации скважин, при дальнейшем снижении пластового давления рекомендуется применение механизированного способа эксплуатации[9].

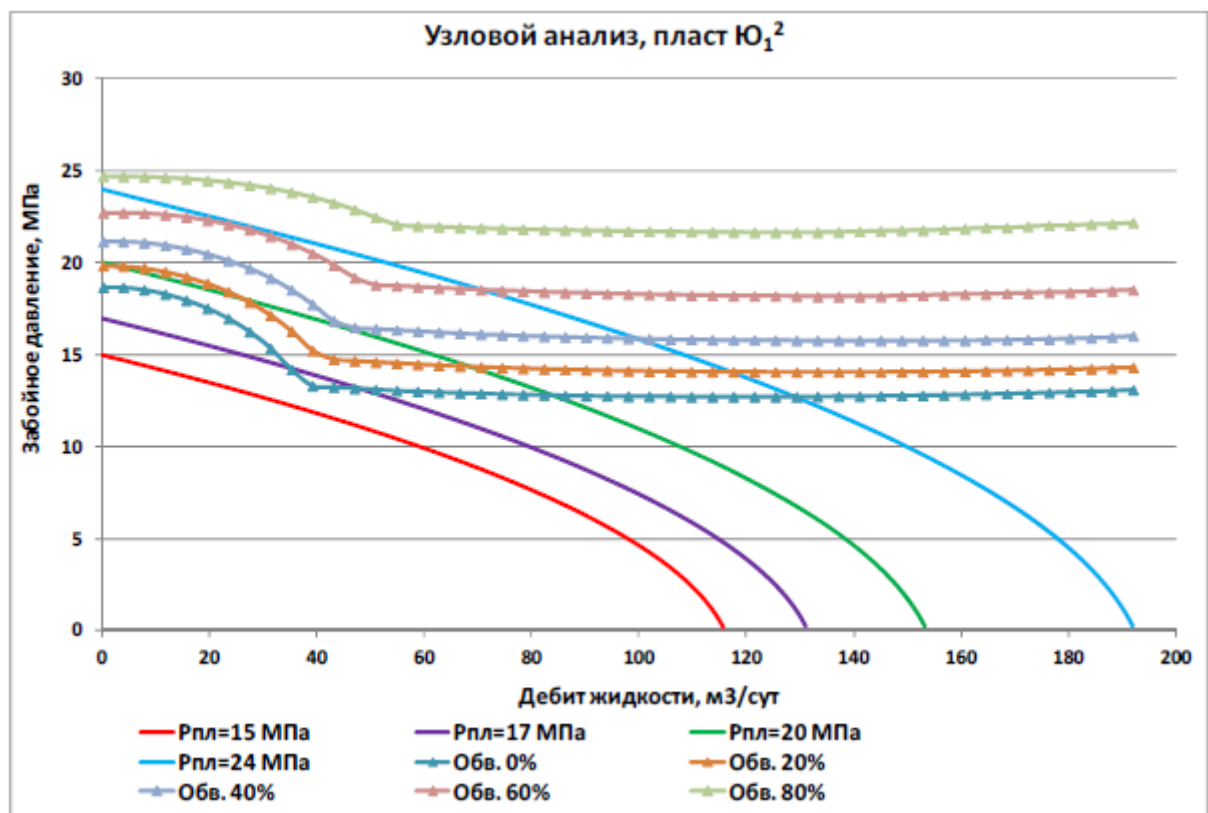


Рисунок 2.6 – Обоснование условия фонтанирования нефтяных скважин, объект Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (Руст=4.0 МПа, НКТ 73 (вн.диам.62 мм)) Объект Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>+Ю<sub>3</sub>+Ю<sub>4-5</sub>

Расчет показал (рисунок 2.7), что для новых скважин возможен стабильный режим фонтанирования при нулевой обводненности и минимальном пластовом давлении 7 МПа.

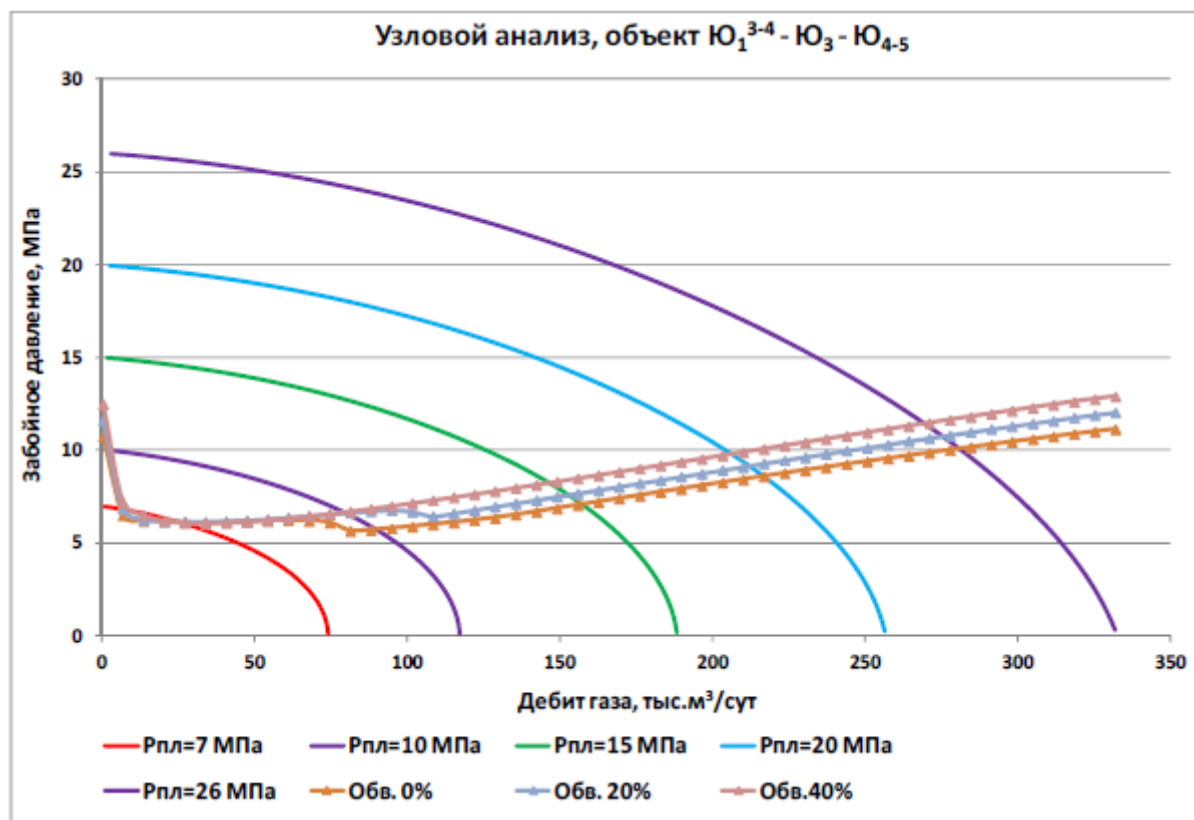


Рисунок 2.7 – Обоснование условия фонтанирования нефтяных скважин, объект Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>+Ю<sub>3</sub>+Ю<sub>4-5</sub> (Р<sub>уст</sub>=4.0 МПа, НКТ 73 (вн.диам.62 мм))

## 2.4.2 Обоснование выбора механизированных способов эксплуатации

Обоснование выбора механизированных способов эксплуатации скважин производилось с учетом энергетических параметров продуктивного пласта и технико-технологических возможностей апробированных способов подъема жидкости в нефтедобывающих регионах со сходными климатическими и геолого-техническими условиями[9].

Основные критерии применения различных способов механизированной добычи приведены в таблице 2.6.

В настоящее время пробуренный добывающий фонд скважин на месторождении эксплуатируется фонтанным и механизированным способом. Анализ работы добывающего фонда скважин показал, что используемые для добычи нефти УЭЦН и фонтанный способ имеют относительно высокие

показатели эксплуатационной надежности в осложненных условиях работы скважин и рекомендуются для дальнейшего применения.

Таблица 2.6 – Основные технические критерии применения различных способов механизированной добычи

Показатель	Ед. изм.	УЭЦН	УШГН	КГ	УЭДН	УЭВН	УГН	СН
Диапазон производительности	м³/сут	10-1250	0.5-100	до 1700	4-25	16-200	25-400	40-1500
Спуск скважинного оборудования	м	2500	1800	3500	800-1700	1800	3500	3500
Допустимая температура на глубине подвески	°С	110	130	120	90	90	120	140
Допустимая величина изменения зенитного угла в интервале набора кривизны в интервале стабилизации	град./10м град./10м	1-1,5 2	1-1,5 2	1-1,5 3	1-1,5 2	1-1,5 2	1-1,5 3	1-1,5 3
Содержание мехпримесей	г/л	0,1-0,5	2,0	-	2,0	0,6	1,0	0,1-0,5
Содержание свободного газа с газосепаратором	%	25	15		10	50	10	70
КПД		0,25-0,30	0,30-0,40	0,09-0,20	0,25-0,30	0,25	0,30-0,40	0,2-0,35
Вязкость	10 <sup>-6</sup> м²/с		30		1	900	15	75

УЭЦН - установка электроцентробежного насоса, УШГН - установка штангового глубинного насоса, КГ - компрессорный газлифт, УЭДН - установка электродиафрагменного насоса, УЭВН – установка электровинтового насоса, УГН – установки гидропоршневых насосов, СН - струйный насос.

Для скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, потребуется[9]:

- устья скважин оборудовать устьевыми арматурами типа АФК2х210ХЛ производства ЗАО «Технология», ООО «Техновек»;
- типа АФК2х210ХЛ производства ОАО «АК Корвет» (г. Курган), ООО «Тюменское конструкторское бюро машиностроения» (г. Тюмень);
- насосно-компрессорные трубы диаметром 73, 89 и 102 мм из стали марки Д производства Синарского трубного завода (г. Каменск-Уральский) (ГОСТ 633-80, ТУ14-161-173-97);

- отечественные электроцентробежные насосные установки производства ОАО «АЛНАС» (г. Альметьевск), ООО «Борец» (г. Москва), ЗАО «Новомет» (г. Пермь) производительностью 15-200 м<sup>3</sup>/сут.;

- импортные электроцентробежные насосные установки фирм Reda, Centrilift;

- многофазные насосы Poseidon.

Для фонтанных скважин потребуется:

- устья скважин оборудовать фонтанными арматурами типа АФК2х210ХЛ производства ОАО «АК Корвет» (г. Курган), ООО «Тюменское конструкторское бюро машиностроения» (г. Тюмень);

- насосно-компрессорные трубы диаметром 73, 89 и 102 мм из стали марки Д производства Синарского трубного завода (г. Каменск-Уральский) (ГОСТ 633-80, ТУ14-161-173-97).

Материальное исполнение узлов насосных установок должно соответствовать коррозионным условиям в скважинах.

Для защиты УЭЦН от вредного влияния газа рекомендуется использование высокоэффективных центробежных газосепараторов МСН-ГСЛ, МН-ГСЛ5т ОАО ЛЕМАЗ, ЗАО «Новомет-Пермь». Указанные сепараторы обеспечивают удаление до 68% свободного газа. Также рекомендуется использовать газодиспергирующие устройства (например, газодиспергирующее устройство REDA AGH фирмы 75 Schlumberger).

Предприятие-изготовитель указан тот, чья продукция в настоящее время обладает наиболее высоким техническим уровнем. Также возможно применение и других заводов-изготовителей.

В таблице 2.7 указано вспомогательное оборудование для скважин, оборудованных УЭЦН[9].

Выбор оптимального забойного давления зависит от предельно допустимого техническими характеристиками ЭЦН (вкуче с газосепараторами) газосодержания на приеме насоса.

Таблица 2.7 – Вспомогательное оборудование для механизированных скважин

Элементы	Производители
<b>ЭЦН</b>	
Гидрозащита	1Г51 производства «Алнас», г. Альметьевск и др. производители
Система погружной телеметрии, датчик погружной телеметрии	ЗАО «Электон», г. Радужный, Влад. обл., ООО «Борец» г. Москва и др. производители
Кабель	«КАМКАБЕЛЬ» г. Пермь, «СИБКАБЕЛЬ» г. Томск, «РОССКАТ» г. Самара, «ПОДОЛЬСКАБЕЛЬ» (г. Подольск) и др. производители
Протектор	ЗАО «М.А.Р.С технологии» г. Москва, ЗАО «Технопротект» г. Москва, ЗАО «Кэптив нефтемаш» г. Самара и др. производители
Протектолайзер	ЗАО «Кэптив нефтемаш» г. Самара и др. производители
Станция управления	ЗАО «Электон», г. Радужный, Влад. обл., ООО «Борец» г. Москва, «Нефтяная Электронная Компания» п. Полозна, «ТРИОЛ» г. Санкт-Петербург и др. производители
Фильтр	ЗАО «Новомет-Пермь» г. Пермь и др. производители
Газосепараторы	МСН-ГСЛ, МН-ГСЛ5т ОАО «ЛЕМА3», ЗАО «Новомет-Пермь», газосепаратор Vortex
Диспергаторы	Газодиспергирующее устройство REDA AGH фирмы Schlumberger

Показатели эксплуатации скважин на перспективу по рекомендуемому варианту разработки по объектам разработки и в целом по Казанскому НГК месторождению приведены в таблице 2.8.

В заключение данного анализа можно сделать следующие выводы:

– Фонтанные скважины эксплуатируются с дебитом по жидкости от 12.4 до 156.9 м<sup>3</sup>/сут. (средний дебит – 104.2 м<sup>3</sup>/сут.), дебитом нефти от 9.7 до 122.1 т/сут. (средний дебит – 80.2 т/сут.). Обводненность продукции на 01.01.2012 г. составила 2.8%.

Таблица 2.8 – Показатели эксплуатации скважин. Месторождение в целом. Суммирующий вариант

Год	Фонтанный				УЭЦН			
	ввод скв.	№ доб. скв. на к. года	средн. дебит по жидкости, т/сут.	средн. обводн., %	ввод скв.	№ доб. скв. на к. года	средн. дебит по жидкости, т/сут.	средн. обводн., %
			ср.				ср.	
2012	17	61	50,1	0,5	0	0	0	0
2013	19	79	43,0	0,9	0	0	0	0
2014	23	100	37,8	2,9	1	0	6,6	21,3
2015	24	124	40,0	3,4	0	0	0	0
2016	8	132	37,1	5,8	1	1	52	19,2
2017	23	154	37,2	11,7	0	0	0	0
2018	23	175	37,7	19,6	2	2	80,4	43,4
2019	20	194	40,2	28,9	0	2	0	0
2020	21	210	42,6	34,9	3	3	200,5	79
2021	25	131	43,3	40,8	3	6	167,3	81,66

– Среднее забойное давление скважин, эксплуатируемых на фонтанном режиме, на пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> составило 17.0 МПа (0.75·Р<sub>нас</sub>), на пласте Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – 15.2 МПа (0.75·Р<sub>нас</sub>). Депрессия на пласт составляет 4.1 и 3.5 МПа соответственно.

– Технологические показатели работы скважин, оборудованных УЭЦН: средний дебит жидкости – 57.9 м<sup>3</sup>/сут., средний дебит нефти – 47.1 т/сут., обводненность продукции – 13.8%. Глубина спуска ЭЦН по пласту составляет 2201-2337 м. Среднее забойное давление скважин, оборудованных УЭЦН, по пласту составило 12.0 МПа (0.59Р<sub>нас</sub>).

– Для защиты УЭЦН от вредного влияния газа рекомендуется использовать высокоэффективные центробежные газосепараторы МСН-ГСЛ, МН-ГСЛ5т производства ОАО «ЛЕМАЗ», ЗАО «Новомет-Пермь» (указанные сепараторы обеспечивают удаление до 68% свободного газа), вихревые газосепараторы Vortex фирмы Schlumberger, газодиспергирующие устройства AGH фирмы Schlumberger, а также многофазные насосы Poseidon, также дополнительное оборудование других фирм-производителей.

– Выбор оптимального забойного давления должен зависеть от предельнодопустимого техническими характеристиками ЭЦН (вкпе с

газосепаратором) газосодержания на приме насоса. Минимальные устьевые давления добывающих скважин – 0.6-1.0 МПа.

## 2.5 Анализ выработки запасов

Анализ выработки запасов объектов (залежей) Казанского месторождения показал, что его разработка находится в начальной стадии[4].

Период разработки 2005-2008 гг. можно обозначить, как пробную эксплуатацию, так как добычу нефти с пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> осуществляли скв. 9по, 21р, с пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – скв. 10р, 11р. В 2009 г. в эксплуатацию введены 22 скважины – на пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – 10 скважин и на пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – 12. В 2010 г. в эксплуатацию введены 16 скважин – на пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – 7 скважин и на пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – 9. В 2011 г. в эксплуатацию введены 20 скважин – на пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – 7 скважин и на пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – 13. Темпы отбора нефти от утвержденных начальных и текущих извлекаемых запасов по категории С1 за 2011 г. для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – 3,4% и 3,7%, для пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – 2,6% и 2,7%.

В таблице 2.9 представлены показатели выработки запасов нефти по объектам разработки Казанского месторождения на 01.01.2012 г. с утвержденными геологическими и извлекаемыми запасами (кат. С1 и С1+С2). Текущий КИН по месторождению (запасы нефти кат. С1) составил 0,030 при утвержденном конечном значении 0,486. Текущий КИН по месторождению (запасы кат. С1+С2) составил 0,021 при утвержденном конечном значении 0,461.

Таблица 2.9 - Текущие (на 01.01.2012 г.) и утвержденные конечные значения КИН по объектам и месторождению

Объект	КИН (С1)	КИН (С1+С2)	Утв. КИН (С1)	Утв. КИН (С1+С2)
Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	0,049	0,040	0,54	0,51
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	0,025	0,016	0,47	0,45
По месторождению	0,030	0,021	0,49	0,46



На 01.01.2012 г. наибольшая величина текущего КИН (запасы нефти кат. С1) установлена для объекта  $Ю_1^1$  – 0,049, для  $Ю_1^2$  – 0,025. Для достижения утвержденного значения КИН необходимо проведение ГТМ и МУН, бурение скважин, создание эффективной системы ППД.

### **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

#### **3.1 Общие сведения об участках недр**

В состав Актива входят два лицензионных участка недр – Казанский ЛУ №104 (лицензия ТОМ 00097 НЭ от 25.08.2000 г. со сроком действия до 01.01.2025) и Сомовский ЛУ №90 (лицензия ТОМ 01456 НР от 04.12.2009 г со сроком действия до 30.11.2034), находящиеся в административном отношении на территории Парабельского и Бакcharского районов Томской области [10].

На лицензионных участках расположены два разрабатываемых месторождения – Казанское НГКМ и Болтное НМ. Казанское НГКМ находится преимущественно на территории Казанского ЛУ, незначительная часть геологических запасов категории С2 находится на Сомовском ЛУ. На территории Сомовского ЛУ помимо Болтного НМ выделяется ряд перспективных участков, являющихся объектами ГРР.

Основными причинами, по которым месторождения объединены в одну группу, являются: территориальная близость, единая система сбора, транспорта и подготовки нефти, а также генерации и снабжения электроэнергией.

На Казанском НГКМ выделены 3 объекта разработки – объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> (нефтяной), объект Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (нефтяная оторочка с газовой шапкой) и газоконденсатный объект Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>+Ю<sub>3</sub>+Ю<sub>4-5</sub>. В настоящее время ведется эксплуатация объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и нефтяной оторочки объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Казанское НГКМ введено в опытно-промышленную эксплуатацию в мае 2009 г., в промышленную – в декабре 2012 г.

Продуктивные нефтенасыщенные пласты юрского возраста Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Болтного месторождения объединены в один эксплуатационный объект. Разработка Болтного НМ осуществляется ОАО «Томскгазпром» с 2011 г.

### 3.2 Проектно-технологическая документация по разработке месторождений

Действующим проектным документом по Казанскому НГКМ является «Технологическая схема разработки Казанского НГКМ Томской области» (Шлюмберже, ЦГЭ, ЦППС НД ТПУ), протокол ЦКР Роснедр по УВС №5540 от 19.12.2012 г. Основные утвержденные положения ПТД[10]:

- Три объекта разработки: нефтяная залежь «летучей» нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и газоконденсатный объект (пласты Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4-5</sub>);

- Система разработки объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – пятиточечная схема с наклонно-направленными скважинами с шагом 600 м. Общий фонд – 427 скважин, в т.ч.: добывающих 218; нагнетательных – 209. Поддержание пластового давления осуществляется закачкой воды;

- Система разработки объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – девятиточечная схема с наклонно-направленными скважинами с шагом 700 м. Разработка газовой шапки ведется 5 добывающими скважинами. Общий фонд – 522 скважин, в т.ч.: добывающих нефть - 364; добывающих газ – 5; нагнетательных – 153. Поддержание пластового давления осуществляется закачкой воды. ГРП при освоении добывающих скважин;

- Система разработки газоконденсатного объекта – бурение 5 газодобывающих скважин. Разработка объекта на естественном режиме с 2019 г.;

- Максимальные проектные уровни: - добычи нефти, тыс. т – 1589.9 (2020 г.); - добычи жидкости, тыс. т – 3823.3 (2023 г.); - добычи растворенного газа, млн. м<sup>3</sup> – 792 (2023 г.); - добычи свободного газа и газа г.ш., млн. м<sup>3</sup> – 363 (2032 г.); - добычи конденсата, тыс. т – 27 (2032 г.); - закачки агента, тыс. м<sup>3</sup> – 5 941.9 (2032 г.); - использование растворенного газа, % - 95.

- Достижение КИН (категория запасов ВС1) – 0.486 в целом по

месторождению, в т.ч. по объектам:  $Ю_1^1 - 0.545$  ( $K_{\text{выт.}}=0.573$ ,  $K_{\text{охв.}}=0.951$ ),  $Ю_1^2 - 0.470$  ( $K_{\text{выт.}}=0.563$ ,  $K_{\text{охв.}}=0.835$ );

- Достижение КИК (категория ВС1) – 0.604, в т.ч. по объектам:  $Ю_1^2 - 0.474$ ,  $Ю_1^{3-4} + Ю_3 + Ю_{4-5} - 0.715$ .

### **3.3 Обоснование геологоразведочных работ и вариантов разработки месторождения**

В проекте разработки Казанского НГКМ рассматривается два варианта разработки на полное развитие:

- Вариант 1 предусматривает эксплуатационное бурение 3-мя буровыми бригадами с 2015 по 2030 год. Годовые уровни валового извлечения газа в Варианте 1 поддерживаются на уровне 1100 млн. м<sup>3</sup> /год. Проектный уровень добычи (максимальный) нефти по Казанскому НГКМ – 1791 тыс.т (2025 г.), жидкости – 3932 тыс.т (2029 г.), закачки воды – 8195 тыс. м<sup>3</sup> (2026 г.). Объект  $Ю_1^1$  является регулирующим и поддерживает уровень валового извлечения газа 1100 млн. м<sup>3</sup>/год до 2023 г. включительно. Газоконденсатный объект вводится в добычу с 2024 г. и поддерживает уровень валового извлечения газа 1100 млн. м<sup>3</sup>/год до 2027 г. Включительно[10].

- Вариант 2 использует положения Варианта 1, но предусматривает более высокие темпы разбуривания 6-тью буровыми бригадами с 2015 по 2022 годы. Годовые уровни валового извлечения газа в Варианте 2 поддерживаются на уровне 1400 млн. м<sup>3</sup> /год. Проектный уровень добычи (максимальный) нефти по Казанскому НГКМ – 2564 тыс.т (2022 г.), жидкости – 4188 тыс.т (2026 г.), закачки воды – 10425 тыс. м<sup>3</sup> (2025 г.). Объект  $Ю_1^1$  является регулирующим и поддерживает уровень валового извлечения газа 1400 млн. м<sup>3</sup> /год до 2025 г. включительно. Высокие темпы отбора в Варианте 2 по сравнению с Вариантом 1 приводят к более резкому снижению извлечения растворенного газа в период падающей добычи. Газоконденсатный объект вводится в добычу с 2025 г.,

однако отбора газа недостаточно для поддержания уровня 1400 млн. м<sup>3</sup> газа и его задачей становится компенсация снижения извлечения газа растворенного газа.

Фонд скважин для бурения в обоих вариантах составит 602 шт., в том числе нефтяных скважин – 368 ( $Ю_1^1 - 87$ ,  $Ю_1^2 - 414$ ), нагнетательных скважин – 223 ( $Ю_1^1 - 90$ ,  $Ю_1^2 - 133$ ), газовых скважин – 5, водозаборных скважин – 6. Для снятия лицензионных рисков, для варианта 1 потребуется новый проектный документ ориентировочно к 2024 г., а для Варианта 2 – уже к 2018 г. Дополнительно для технико-экономической оценки программы ГРП, в обоих вариантах были выделены три опции: «Бурение» (эксплуатационное бурение в категории запасов С1 на 01.01.2014 г.), «ГРП» (эксплуатационное бурение в категории запасов С2 после проведения ГРП), «Добыча свободного газа» (бурение 5 газовых скважин).

### **3.4 Сравнительный технико-экономический анализ вариантов разработки**

Сравнительный анализ был проведен на основе консервативного сценария (базовый в прогнозе долгосрочного социально-экономического развития РФ до 2030 г. Минэкономразвития РФ, ноябрь 2014 г.).

Оценка эффективности проектов выполнена при условии реализации 100% добываемого газа, конденсата, нефти на внутреннем рынке. СПБТ реализуется до 2015 года в объеме 100% на газонаполнительном пункте Мыльджинского НГКМ, с 2015 и 2016 гг., соответственно, 44% и 29% на экспорт, 56% и 72% на внутренний рынок с терминала в г. Куйбышев[10].

Экономическая оценка эффективности выполнена при полном налогообложении, предусмотренном действующим законодательством РФ.

Технико-экономические показатели Вариантов 1 и 2 были выполнены относительно показателей опции «Базовый бизнес».

Все рассмотренные сравнительные Вариант 1 и Вариант 2 являются экономически эффективными:

1. В Варианте 1 за срок 20 лет предполагаются дисконтированные капитальные вложения в размере 35.4 млрд.руб., операционные затраты (дисконтированные) составят 22.2 млрд.руб при простом сроке окупаемости ~6 лет. Выручка (с дисконтом 10%) от реализации продуктов УВС составит около 136 млрд.руб., чистый дисконтированный доход – порядка 60 млрд. руб. и IRR – 34.6% (таблица 3.1).

2. В более интенсивном Варианте 2 за срок 20 лет предполагаются дисконтированные капитальные вложения в размере 44 млрд.руб., операционные затраты (дисконтированные) составят 29.2 млрд.руб при простом сроке окупаемости ~ 6 лет. Выручка (с дисконтом 10%) от реализации продуктов УВС составит около 170 млрд.руб., чистый дисконтированный доход – порядка 75 млрд. руб. и IRR – 38.9%.

По совокупности полученных величин NPV, PI и IRR для каждого варианта развития Актива к внедрению рекомендован Вариант №1. По дисконтированным капитальным вложениям Вариант 2 превышает Вариант 1 почти на 9 млрд. руб., при этом по индексу доходности и внутренней норме доходности оба варианта отличаются незначительно.

Для Варианта 1 были выделены технико-экономические показатели каждой из трёх опций - опция «Бурение 1», опция «ГРП 1», опция «Добыча свободного газа 1».

Перевод запасов категории С2 в С1 благодаря своевременной реализации намеченной программы ГРП на территории Казанского НГКМ и Сомовском ЛУ и дальнейшая разработка запасов позволит получить в дисконтированных величинах выручку 42.7 млрд.руб. при капитальных затратах 5.3 млрд.руб., чистый дисконтированный доход составит порядка 25 млрд. руб.

Вовлечение в разработку газоконденсатного объекта позволит получить в дисконтированных величинах за срок 20 лет выручку 2.2 млрд.руб. при

капитальных затратах 266 млн.руб., чистый дисконтированный доход составит порядка 1.1 млрд. руб.

Таблица 3.1 - Технико-экономические показатели вариантов

Показатель	ед.изм	абсолютно е значение	с дисконто м	абсолютно е значение	с дисконто м
		<b>Вариант 1</b>		<b>Вариант 2</b>	
Коеф.дисконтирования	годовых	10,0%		10,0%	
Расчетный период, год	год	20 лет		20 лет	
<b>Объемы добычи (реализации)</b>					
газа	млн.м <sup>3</sup>	8 290		8 653	
нефти	тыс.т.	20 311		22 823	
ШФЛУ (СПБТ)	тыс.т.	4 022		4 249	
<b>Объем выручки итого (без НДС)</b>	<b>млн.руб.</b>	<b>401 956</b>	<b>135 976</b>	<b>418 702</b>	<b>169 889</b>
Выручка от реализации газа	млн.руб.	44 322	16 072	44 075	18 589
Выручка от реализации нефти	млн.руб.	289 585	95 731	306 393	122 674
Выручка от реализации ШФЛУ(СПБТ)	млн.руб.	68 049	24 174	68 234	28 626
<b>CAPEX (без НДС)</b>	<b>млн.руб.</b>	<b>58 002</b>	<b>35 372</b>	<b>61 742</b>	<b>43 916</b>
в т.ч. - бурение	млн.руб.	31 954	15 683	31 954	20 242
- промысловое обустройство	млн.руб.	24 559	18 590	28 297	22 553
- ГРП	млн.руб.	1 490	1 099		
<b>OPEX (без НДС)</b>	<b>млн.руб.</b>	<b>63 948</b>	<b>22 150</b>	<b>77 871</b>	<b>29 262</b>
в т.ч. - эксплуатационные затраты	млн.руб.	41 816	12 417	50 545	16 874
- транспортные расходы (внеш. г/п)	млн.руб.	6 746	2 446	6 708	2 829
- отчисления и налоги в себестоимости	млн.руб.	15 386	7 287	20 618	9 559
<b>Внутренняя норма доходности (IRR)*</b>	<b>годовых</b>	<b>34,6%</b>		<b>38,9%</b>	
<b>Модиф. внутренняя норма доходности (MIRR)*</b>	<b>годовых</b>	<b>19,9%</b>		<b>20,2%</b>	
<b>Чистая дисконтированная стоимость (NPV)</b>	<b>млн.руб.</b>	<b>60 425</b>		<b>74 641</b>	
<b>Индекс доходности (PI)</b>		<b>2,71</b>		<b>2,70</b>	
<b>Срок окупаемости простой</b>	<b>лет</b>	<b>5,81</b>		<b>5,91</b>	
<b>Срок окупаемости дисконтированный</b>	<b>лет</b>	<b>6,66</b>		<b>6,52</b>	
Доход государства (справочно)	млн.руб.	122 496	39 567	128 263	49 410

Как следует из таблицы 3.1, все рассмотренные сравнительные Вариант 1 и Вариант 2 являются экономически эффективными:

3. В Варианте 1 за срок 20 лет предполагаются дисконтированные капитальные вложения в размере 35.4 млрд.руб., операционные затраты (дисконтированные) составят 22.2 млрд.руб при простом сроке окупаемости ~6 лет. Выручка (с дисконтом 10%) от реализации продуктов УВС составит около 136 млрд.руб., чистый дисконтированный доход – порядка 60 млрд. руб. и IRR

– 34.6%.

4. В более интенсивном Варианте 2 за срок 20 лет предполагаются дисконтированные капитальные вложения в размере 44 млрд.руб., операционные затраты (дисконтированные) составят 29.2 млрд.руб при простом сроке окупаемости ~6 лет. Выручка (с дисконтом 10%) от 122 реализации продуктов УВС составит около 170 млрд.руб., чистый дисконтированный доход – порядка 75 млрд. руб. и IRR – 38.9% [10].

По совокупности полученных величин NPV, PI и IRR для каждого варианта развития Актива к внедрению рекомендован Вариант №1. По дисконтированным капитальным вложениям Вариант 2 превышает Вариант 1 почти на 9 млрд. руб., при этом по индексу доходности и внутренней норме доходности оба варианта отличаются незначительно.

### **3.5 Финансовый анализ чувствительности и рисков рекомендованного варианта разработки**

Для оценки влияния неточности прогнозирования основных параметров на показатели эффективности рекомендованного Варианта 1 была рассчитана чувствительность проекта к изменению факторов: объем добычи нефти и газа, курс доллара, цена реализации нефти и газа, капитальные вложения и эксплуатационные затраты. Результаты расчетов представлены в таблице 3.2.

Чувствительность дисконтированного потока денежной наличности (NPV) к изменению объема добычи нефти и газа, курса доллара, цены реализации нефти и газа, объема капитальных вложений и эксплуатационных затрат приведена на рисунке 3.1 [10].

Чувствительность IRR к изменению объема добычи нефти и газа, курса доллара, цены реализации нефти и газа, объема капитальных вложений и эксплуатационных затрат приведена на рисунке 3.2.



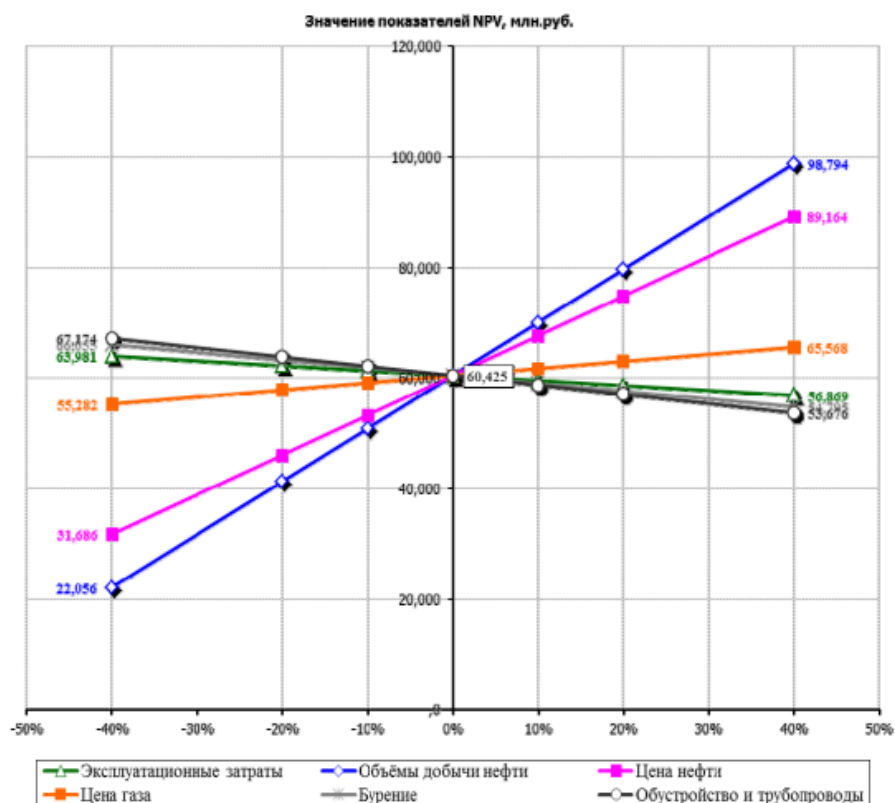


Рисунок 3.1 - Анализ чувствительности Варианта 1

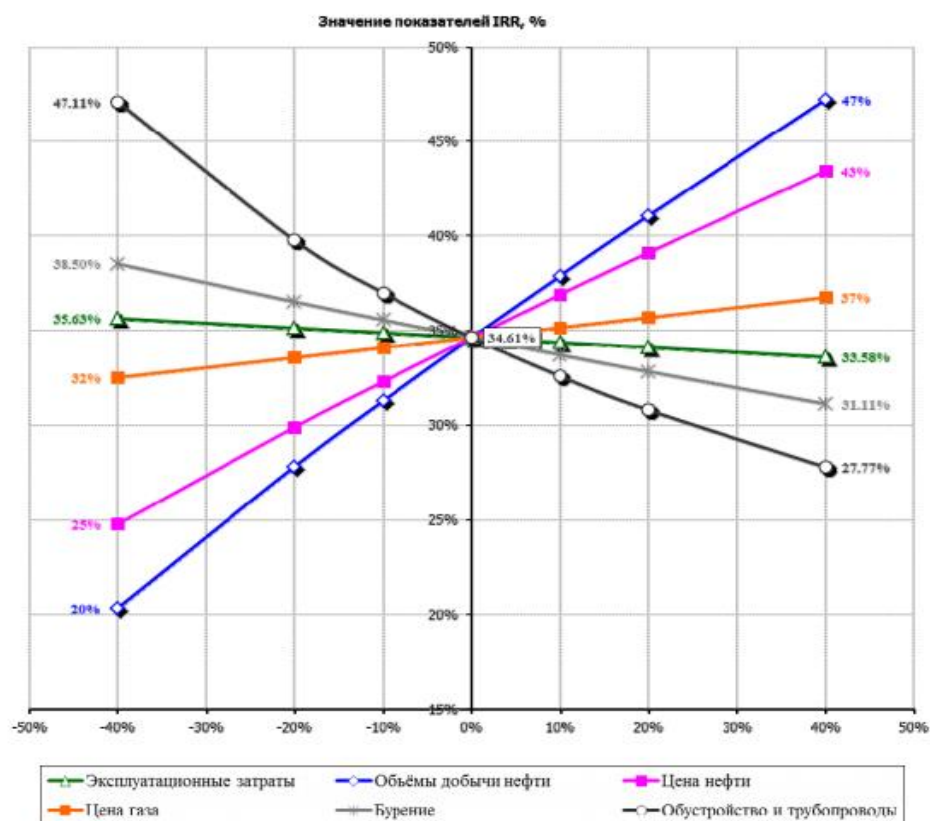


Рисунок 3.2 - Анализ чувствительности Варианта 1 по IRR

Таблица 3.2 - Анализ чувствительности основных технико-экономических показателей рекомендованного Варианта 1

№	Показатели	коэф.	-40%	-20%	-10%	0%	10%	20%	40%	-40%	-20%	-10%	0%	10%	20%	40%
			0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4
			значение NPV, млн.руб.							значение IRR, %						
1	Курс доллара	1,0	62 063,5	61 244,2	60 834,6	60 425,0	60 015,4	59 605,7	58 786,5	35,6%	35,1%	34,8%	34,6%	34,4%	34,1%	33,7%
2	Объёмы добычи нефти	1,0	22 055,5	41 240,3	50 832,6	60 425,0	70 017,3	79 609,7	98 794,4	20,3%	27,8%	31,3%	34,6%	37,9%	41,0%	47,2%
3	Объёмы добычи газа	1,0	56 148,7	58 286,9	59 355,9	60 425,0	61 494,0	62 563,1	64 701,2	32,8%	33,7%	34,2%	34,6%	35,1%	35,5%	36,4%
4	Цена нефти	1,0	31 685,8	46 055,4	53 240,2	60 425,0	67 609,8	74 794,6	89 164,2	24,8%	29,9%	32,3%	34,6%	36,9%	39,1%	43,4%
5	Цена газа	1,0	55 282,0	57 853,5	59 139,2	60 425,0	61 710,7	62 996,5	65 568,0	32,5%	33,6%	34,1%	34,6%	35,1%	35,7%	36,7%
6	Бурение	1,0	66 054,6	63 239,8	61 832,4	60 425,0	59 017,6	57 610,2	54 795,4	38,5%	36,5%	35,5%	34,6%	33,7%	32,8%	31,1%
7	Обустройство и трубопроводы	1,0	67 173,5	63 799,3	62 112,1	60 425,0	58 737,9	57 050,7	53 676,4	47,1%	39,7%	37,0%	34,6%	32,6%	30,8%	27,8%
8	Затраты на ГРП	1,0	60 864,6	60 644,8	60 534,9	60 425,0	60 315,1	60 205,2	59 985,3	35,1%	34,8%	34,7%	34,6%	34,5%	34,4%	34,2%
9	Эксплуатационные затраты	1,0	63 981,3	62 203,1	61 314,1	60 425,0	59 535,9	58 646,9	56 868,7	35,6%	35,1%	34,9%	34,6%	34,4%	34,1%	33,6%
11	NPV, млн.руб.	60 425	0,6	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,4	0,6	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,4
12	IRR, %	34,6%														

Анализ чувствительности показал, что проект остается рентабельным при возможном колебании значений основных влияющих факторов в диапазоне от - 40 до + 40%. Проект наиболее чувствителен к изменению таких факторов, как объемы добычи нефти, цена на нефть и капитальные затраты.

### 3.6 Анализ рисков проекта методом Монте Карло

Результаты проведенного вероятностного анализа разработки Казанского НГКМ по Варианту 1 приведены на рисунках 3.3, 3.4. Вероятность получения отрицательного результата составляет 0%. В рамках экспертно заданных входных параметров, был получен результат, согласно которому наиболее вероятен исход со значениями NPV порядка 61 705 млн. руб. (вероятность P50). Наиболее консервативная (наихудшая) оценка даёт значение NPV порядка 42 118 млн. руб. (рисунок 3.4)[10].

Аналогичный вероятностный анализ по показателям IRR по Варианту 1 представлен на рисунках 3.5 и 3.6. Наиболее вероятен исход со значениями IRR порядка 34.6% (вероятность P50). Наиболее консервативная (наихудшая) оценка даёт значение IRR порядка 27.8%.

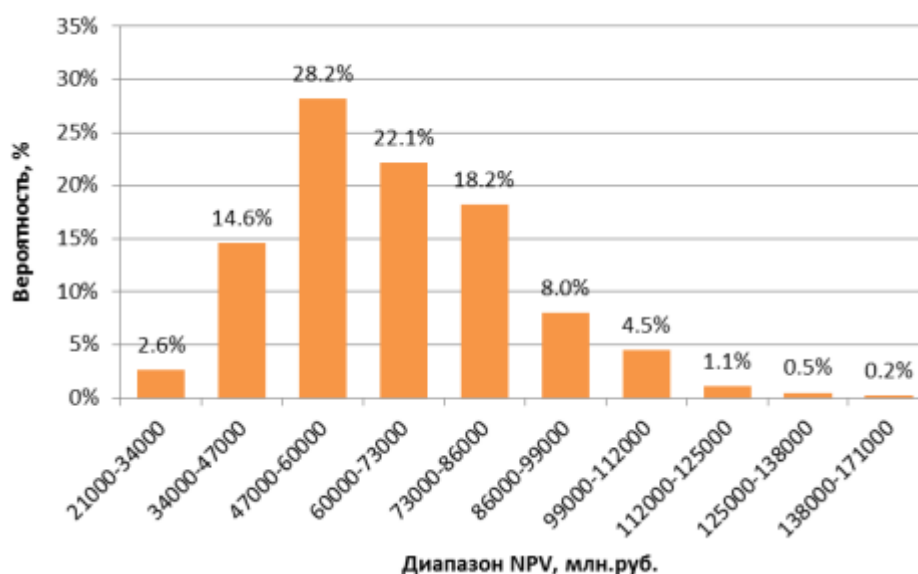


Рисунок 3.3 - Гистограмма распределения значений чистого дисконтированного дохода (NPV) Варианта 1



Рисунок 3.4 - Результаты вероятностного моделирования для Варианта 1

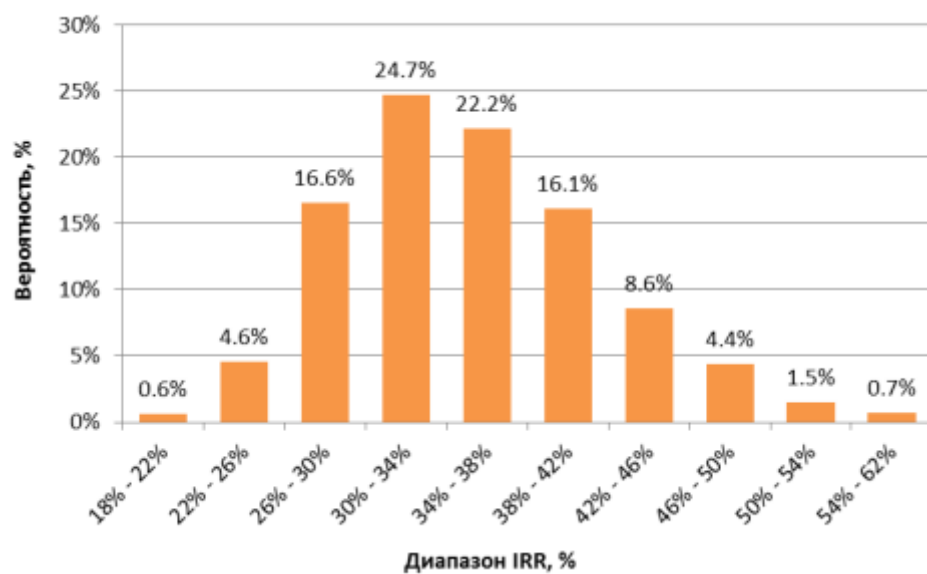


Рисунок 3.5 - Гистограмма распределения значений IRR Варианта 1

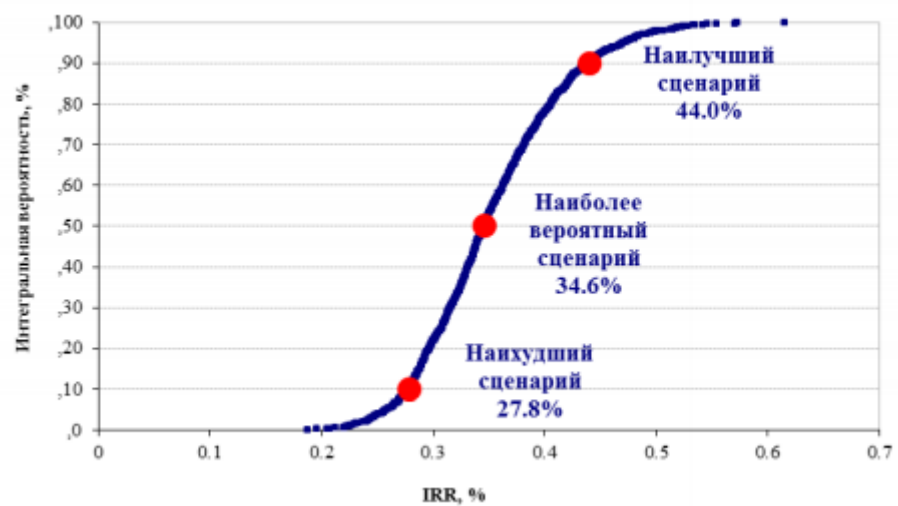


Рисунок 3.6 - Результаты вероятностного моделирования для Варианта 1 по показателю IRR

## 4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ICCSR 26000:2011 «Социальная ответственность организации»).

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала при обслуживании оборудования добычи нефти и газа на производственных объектах Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область) ОАО «Томскгазпром».

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области. В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой плоскую и пологоволнистую равнину почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота.

Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах +120 – +140 м.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, которое было открыто в 1967 году, находится в нескольких десятках километров южнее с. Пудино. Дорожная сеть в районе работ отсутствует. Речная сеть представлена рекой Чузик и ее правыми притоками – Большой и Малой Казанкой.

Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от минус 45–50 °С зимой до плюс 35 °С летом. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 400–500 мм. Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

## **4.1 Производственная безопасность**

Технологические операции по обслуживанию объектов добычи нефти и газа имеют ряд специфических особенностей, а именно: тяжелые погодные условия проведения работ, физические и моральные перегрузки, работа с опасными и вредными веществами. Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 [11]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

### **4.1.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды**

Опасные факторы – воздействие, которых на человека приводят к несчастному случаю.

Вредные факторы – воздействие, которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию.

Опасные и вредные факторы, формирующиеся в результате производственного процесса, представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование запроектированных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [1])		Нормативные Документы
	Опасные	Вредные	
1. Регулирование параметров работы скважин с помощью штурцов и частоты оборотов насосного оборудования. 2. Контроль параметров насосного оборудования с помощью станции управления.	1. Электрический ток	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	ГОСТ 12.1.019-2009 [12] ГОСТ 12.1.038-82 [13] ГОСТ 12.1.005-88 [14]
	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	2. Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.4.125-83 [15] ГОСТ 12.1.003-2014 [16]
		3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	ГОСТ 12.1.010-76 [17]

### Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Средняя температура в Томской области составляет: в июле плюс 18,7° С, в январе минус 17,1° С.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе показаны в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [13]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0



Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермия);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противоэнцефалитные костюмы.

### **Повышенный уровень шума и вибрации**

Блок гребенок нагнетательных скважин, а также автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) создают уровень шума, не превышающий допустимый (max 80 дБА) согласно ГОСТ 12.1.003-2014[16] . При редуцировании скважинной продукции запорно-регулирующей арматурой создается вибрация на оборудовании и скважине, в зависимости от скорости потока жидкости и газа. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004[17] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения работ составляет менее 100 дБ, что превышает норму.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является

виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием.

В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на войлочной или толстой резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

### **Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу**

При обслуживании объектов нефтегазодобычи возможны утечки нефти и газа из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть и ее пары относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мч/м<sup>3</sup>. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы.

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь средства индивидуальной защиты (СИЗ).

На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

#### **4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

##### **Электрический ток**

Опасность поражения током при обслуживании объектов нефтепромысла заключается в возможности поражения от токонесущих элементов станции управления скважины, а также оборудования КИПа скважин из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим причинам таким, как снижение электроизоляции, дефектов монтажа.

Воздействие тока на человека:

- термическое
- электролитическое
- биологическое

Исход поражения электрическим током:

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей);
- электрический удар (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление человека;
- ток, протекающий через человека;
- путь протекания тока;
- условия внешней среды;
- подготовленность персонала.

При работе с электроустановками нужно соблюдать правила безопасности (ГОСТ 12.1.019-2009 [12], ГОСТ 12.1.038–82 [13]).

При обслуживании скважин и снятии параметров с станции управления все элементы корпуса во избежание поражения персонала электрическим током, должны быть заземлены. Электрический кабель насоса и приборов автоматики, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройств зануления;
- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;

- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Основным источником механического травмирования на кустовой площадке - различные агрегаты (агрегаты спускоподъёмные, экскаваторы, краны, погрузчики).

Для снижения воздействия этого негативного фактора необходимо строго соблюдать технику безопасности при спускоподъёмных операциях, использовать средства индивидуальной защиты, использовать только исправные грузозахватные механизмы.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм [18]:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной

зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81[18] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов, и должны исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

## **4.2 Экологическая безопасность**

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде при эксплуатации месторождения на объектах Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область) ОАО «Томскгазпром», предусмотрены мероприятия, уменьшающие влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Временные источники загрязнения: перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока; перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки; прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

### **Влияние на литосферу**

Обслуживание объектов промысла может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнение ГСМ (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Загрязнение происходит непосредственно на почву во время замены запорной арматуры, приборов измерения, а также отбора проб нефти.

В целях снижения ущерба окружающей среде на месторождении

предполагается осуществить следующие мероприятия:

- полная герметизация системы сбора и транспортировки нефти;
- 100% контроль сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии (подача ингибиторов коррозии, покрытие антикоррозионной изоляцией внутренней и наружной поверхностей, обеспечение оптимальных скоростей в трубопроводах);
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- сброс нефти с предохранительных клапанов в аварийные емкости;
- откачка нефти при ремонте оборудования в аварийные емкости;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- возврат нефтепродуктов, уловленных на очистных сооружениях, в систему подготовки нефти;
- канализация разлившегося (просочившегося) нефтепродукта с площадок и возврат в систему подготовки нефти.

### **Влияние на гидросферу**

Скважины находятся на отсыпанном песком месте, что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии (ГОСТ 17.1.3.06–

82 [19]).

### **Влияние на атмосферу**

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы различных агрегатов, дизельного электрогенератора. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу происходят в результате эксплуатации двигателей внутреннего сгорания. В атмосферу поступают летучие фракции горюче-смазочных материалов (ГСМ), твердые частицы и продукты сгорания. Вредные вещества, выбрасываемые в атмосферу, относятся к 1-4 классам экологической опасности. Выбросы в атмосферу при хранении ГСМ не учитываются, так как все работы происходят в зимнее время и ГСМ не испаряется (ГОСТ 12.1.005-88 [20]). Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе (ГОСТ 12.1.005-88 [20])

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Агрегатное состояние	Класс опасности	Особенности воздействия на организм
Азота диоксид	2	п	3	0
Бензол +	15/5	п	2	К
Бенз(а)пирен	0,00015	а	1	К
Бензин	100	п	4	
Углеводороды	300	п	4	

Мероприятия по избеганию загрязнения атмосферы:

- применять только неэтилированный бензин;
- топливную систему дизельных и карбюраторных двигателей необходимо содержать в соответствии с техническими нормами, обеспечивающими минимальное содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- все двигатели внутреннего сгорания в нерабочее время глушить.



### 4.3 Безопасность в ЧС

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Различают чрезвычайные ситуации техногенного, природного, биолого-социального и социального, экологического, военного характера.

В процессе выполнения операций по добыче нефти и газа возможны следующие виды ЧС:

- разгерметизации соединений на фонтанной арматуре, а так же технологических агрегатов в процессе работы;
- открытое газонефтеводопроявление (фонтан);
- пожар;
- взрыв;
- розлив нефти и химических реагентов на кустовой площадке;

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды материалами данной работы недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- прогнозирование аварийных ситуаций путём диагностики состояния технологического оборудования, что способствует своевременному выполнению ремонтно-восстановительных работ и повышает общую надёжность функционирования всего технологического комплекса;
- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.
- сооружение защитных дамб на участках трубопроводов с линиями

стекания, направленных вдоль оси трасс;

- закрытая система сбора и транспорта нефти.

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим ошибки действий оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к аварии. Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро и взрывоопасность объекта.[21]

Персонал, допущенный к эксплуатации скважин и ремонту оборудования, должен быть проинструктирован и обучен, обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, предусмотренными для данного вида работ.

Ремонтные работы на трубопроводах и установках должны производиться по разрешению руководства предприятия - владельца трубопроводов, которые фиксируются в специальном журнале.

Ремонтные работы должны производиться после отключения ремонтируемого участка трубопровода и при отсутствии в нем избыточного давления. На всех отключенных задвижках и вентильях должны быть вывешены плакаты с надписью: «Не открывать, работают люди!»[22].

#### **4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

##### **4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Работники компании имеют отпуск в 44 календарных дня (28 дней по Трудовому кодексу РФ [23] и 16 дней добавляется к отпуску за проживание и работу на территории, приравненной к северным условиям).

Выход на пенсию для работника компании (мужчины) предусмотрен с 60 лет, по достижению пенсионного возраста.

На базе предприятия имеется страховая компания «СОГАЗ». Данная страховая компания создана для обеспечения социальных льгот,

дополнительных гарантий и компенсаций, а также созданий условий стабильности трудового коллектива. Страховая компания имеет лицензии на более ста видов услуг по страхованию, в число которых входит добровольное медицинское страхование, страхование от несчастных случаев и возможных заболеваний в процессе производства.

#### **4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Обслуживание скважин разрешается проводить после специальной подготовки территории и скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственную регулировку потоков скважинной жидкости, а также полное закрытие арматуры.

Каждая скважина должна быть оборудована площадкой для ее обслуживания, имеющей ограждения в виде перил, а также основание из металлической просечки для исключения скольжения в зимний период.

Весь ударный рабочий инструмент оператора должен быть выполнен из материала не дающий искр.

Станции управления насосным оборудованием должны располагаться на возвышенности (площадке) с лестницами и перилами, а также они должны иметь освещение. Фонари и прожекторы должны иметь взрывозащищенное исполнение.

Весь автотранспорт промысла должен иметь искрогасители на выхлопной системе, а цистерны для перевозки ГСМ и нефти герметичный люк.

Групповые замерные установки должны быть оборудованы датчиками контроля газовоздушной среды, а также приточно-вытяжной вентиляцией.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы, можно сделать вывод, что в геологическом строении Казанское нефтегазоконденсатное месторождение является сложным по своему геологическому строению, а также по составу углеводородов. Для ввода его в эксплуатацию была проведена достаточно серьезная и длительная подготовка, а также был произведен выбор оптимальных способов разработки.

Анализ эффективности работы добывающего фонда скважин показал, что его работа является удовлетворительной. По действующему фонду скважин месторождения, оборудованных ЭЦН, рекомендуется оптимизация режимов работы скважин, а также смена типоразмера насоса.

Проведенный анализ разработки запасов месторождения показал, что фактический среднесуточный дебит действующих скважин по нефти и жидкости в анализируемом периоде почти в 2 раза выше проектного. Вследствие чего текущий КИН превышает проектные значения.

Финансовый анализ чувствительности и рисков рекомендованного варианта разработки месторождения демонстрирует рентабельность Варианта 1. При возможном колебании значений основных влияющих факторов (объем добычи нефти и газа, курс доллара, цена реализации нефти и газа, капитальные вложения и эксплуатационные затраты) в диапазоне от -40 до + 40%. Проект наиболее чувствителен к изменению объемов добычи нефти, цены на нефть и капитальных затрат. Вероятностный анализ разработки Казанского НГКМ по Варианту 1 показал, что вероятность получения отрицательного результата составляет 0%.

## Список литературы

1. Технологическая схема разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения Томской области по состоянию на 01.01.2012 г. ОАО «Томскгазпром». ЦППС НД ТПУ.- Томск. 2012.- Т.1-3.
2. Оперативный пересчёт запасов Казанского месторождения (протокол секции нефти и газа ГКЗ РСФСР б/№ от 11.02.1985 г.).
3. Пересчет начальных запасов нефти, газа, конденсата и Технико-экономическое обоснование КИН, КИК Казанского месторождения по состоянию на 01.01.2011 г. / ОтчетОАО «ЦГЭ», 2010 г. (протокол ГКЗ Роснедра № 2489 от 25.05.2011 г.).
4. Технологическая схема опытно-промышленных работ на пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Казанского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4463 от 17.12.2008 г.).
5. Технологическая схема опытно-промышленных работ нефтяной оторочки пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4437 от 30.10.2008 г.).
6. Гриценко А. И., Алиев З. С., Ермилов О. М. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: «Наука», 1995. – 523 с.
7. Ермилов О. М., Алиев З. С., Ремизов В. В., Чугунов Л. С. Эксплуатация газовых скважин. – М.: «Наука», 1995. – 359 с.
8. Гвоздев Б. П., Гриценко А. И., Корнилов А. Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: «Недра», 1998. – 575 с.
9. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: ОАО «Издательство «Недра». 1999. – 473 с.
10. Комплексный проект разработки Казанского и Сомовского лицензионных участков ОАО «Томскгазпром» на 2014 – 2034 гг. Книга 1ю - Томск, 2014. – 134 с.
11. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные

факторы. Классификация.

12. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

14. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

15. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

16. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

18. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

19. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

20. ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

21. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

22. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

23. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018).